



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학박사 학위논문

인공신경망을 이용한 풍력발전 통합
최적화 모델 개발

**Development of the Integrated Optimization Model of
Wind Farm by using Artificial Neural Network**

2017 년 8 월

서울대학교 대학원
에너지시스템공학부
김 경 수

초 록

우리나라의 풍력발전은 정부와 지자체의 높은 관심에도 불구하고 비과학적인 입지선정과 풍력자원의 체계적인 활용화 계획의 미비로 임기응변식 소규모 풍력단지조성 및 실증단계에 머물러 있다. 이 연구는 국내 풍력의 자원화에 영향을 미치는 인자인 바람의 벡터적 특성, 계통연계, 지리적 특성 및 경제성으로 특성화하여 각 인자들을 인공신경망 기법에 병합하는 모델을 개발하였다. 인공신경망 학습을 통해 풍력자원이 우수한 지역을 선별하여 자원분포도를 제시하였다. 분포도에서 확인한 풍력발전 유망위치에 따라 최대의 경제성을 확보하기 위한 단지규모, 계통연계 방안, 풍력터빈의 종류를 최적화하는 통합시스템을 구축하였다. 통합시스템은 풍력사업 최적화 인자들간의 민감도분석을 통해 각종 주요인자를 정량화하고 경제성 분석 프로그램과 연동할 수 있도록 구성하였다.

통합 최적화시스템의 검증은 현재 타당성평가 후 풍력단지가 건설 중인 전남 신안군 100MW급 육상풍력을 대상으로 수행하였다. 통합 시스템의 최적설계안은 검증 대상의 단지규모, 계통연계 방안을 동일하게 제시하였을 뿐만 아니라 기대 내부수익율과 순현재가치는 약 4%이내의 오차를 보임으로써 현장 적용성을 검증하였다. 사업초기 단계인 40MW급 육상풍력(전남 자운도)과 100MW급 해상풍력(제주 한경면)을 대상으로 최적화 설계를 수행하였다. 전남 자운도는 100MW급으로 풍력단지를 확대한다면 40MW급 기존 계획보다 1.5%가량 내부 수익율이 향상될 수 있을 것으로 분석되었다. 제주 한경면 해상풍력의 경우, 단지규모는 적정하지만 풍력터빈의 종류와 설치개수를 개선함으로써 경제성을 향상시킬 수 있었다.

개발한 풍력발전 통합 최적화시스템을 이용하여 소규모(100MW급), 대규모(400MW급) 풍력단지에 적합한 지역을 선별하

고 최적 설계를 실시하였다. 소규모 풍력단지는 전남 해상과 제주 육상이 가장 유망하고 각각 13.5%와 16.1%의 높은 내부수익율을 기대할 수 있다. 대규모 풍력단지는 전남 해상에서 12.2%의 내부수익율을 확보할 수 있을 것으로 평가되었다. 이 연구에서 개발한 인공신경망 기반의 통합 시스템은 특정 지역에서 가장 효율적인 최적화 풍력사업 모델을 제시할 뿐만 아니라, 현재 운영 중이거나 계획 중인 풍력사업의 개선점을 제시하고 향후 우리나라 풍력자원을 체계화하는 주요한 도구로 활용할 수 있다.

주요어: 풍력단지 최적화, 인공신경망, 유망지역, 자원분포, 통합시스템
학 번: 2014-30191

목 차

초 록.....	I
List of Tables.....	IV
List of Figures.....	VI
1. 서론.....	1
2. 이론적 배경.....	9
2.1 상용소프트웨어 WAsP을 통한 풍력발전 모델링.....	9
2.2 인공신경망(ANN).....	16
2.3 풍력발전사업 경제성 분석.....	19
3. 연구 방법.....	23
3.1 자료 수집 및 통합.....	23
3.2 최적 풍력발전사업 선정.....	33
3.3 인공신경망을 활용한 풍력발전 유망지역 선별.....	38
3.4 개발된 풍력발전사업 최적화 시스템.....	49
4. 사례분석 및 최적화.....	58
4.1 사례분석.....	58
4.2 풍력발전 통합최적화.....	90
5. 결론.....	98
부록 A. 인공신경망 기반 프록시 모델 분석.....	105
부록 B. 개발된 시스템과 기존 사업성분석 결과 오차 분석.....	109
Abstract.....	113

List of Tables

Table 2.1 Example of raw data from met station.....	11
Table 2.2 REC weight criteria	22
Table 3.1 Example of weather observation data	30
Table 3.2 Example of power transmission line and substation data	30
Table 3.3 Basic cost values for wind farm installation	32
Table 3.4 Basic cost values for power transmission system installation	32
Table 3.5 Basic cost values for wind farm operation	33
Table 3.6 Parameters that can affect to the wind farm project's economy	40
Table 4.1 Economic assumptions used in Sinan-gun analysis.....	60
Table 4.2 Optimized NPVs with different wind turbines in Sinan-gun analysis	64
Table 4.3 Results of the proposed optimization system and previous business analysis in Sinan-gun analysis.....	65
Table 4.4 Economic assumptions used in Jaeun-do analysis	70
Table 4.5 Previous business plan and predicted economic performance in Jaeun- do analysis	73
Table 4.6 Optimized NPVs with different wind turbines in Jaeun-do analysis	76
Table 4.7 Results of the proposed optimization system in Jaeun-do analysis	77

Table 4.8 Economic assumptions used in Hangeong-myeon analysis	82
Table 4.9 Optimized NPVs with different wind turbines in Hangeong-myeon analysis.....	85
Table 4.10 Results of the proposed optimization system and previous business analysis in Hangeong-myeon analysis	86
Table 4.11 Proposed business model of the promising area in Jeonnam	92
Table 4.12 Proposed business model of the promising area in Jeju	94
Table 4.13 Proposed business model of 400MW wind farm	97
Table A.1 Comparison of major parameters in A and B.....	107
Table B.1 Difference in major parameters between previous business plan and developed optimization system in Sinan-gun.....	110
Table B.2 Difference in major parameters between previous business plan and developed optimization system in Hangeong-myeon region....	112

List of Figures

Fig. 2.1 Example of observed wind climate.....	12
Fig. 2.2 Example of topographic data: elevation map of Jeonmam region ...	13
Fig. 2.3 Power curve of Vestas V90 3MW.....	14
Fig. 2.4 Flow chart of AEP calculation in WAsP 11.....	15
Fig. 2.5 Concept of artificial neural network.....	18
Fig. 3.1 GIS data integration in Jeonnam region.....	25
Fig. 3.2 GIS data integration in Jeju region.....	25
Fig. 3.3 Gridding in Jeonnam region.....	26
Fig. 3.4 Gridding in Jeju region.....	26
Fig. 3.5 Automatic weather system equipment.....	28
Fig. 3.6 Inputs and outputs of the optimization system.....	34
Fig. 3.7 Flow chart to select optimal wind farm business model	38
Fig. 3.8 Sensitivity analysis result of parameters affecting onshore wind farm economy.....	42
Fig. 3.9 Sensitivity analysis result of parameters affecting offshore wind farm economy.....	43
Fig. 3.10 Example of randomly sampled onshore area for ANN training	44

Fig. 3.11 Example of randomly sampled offshore area for ANN training	45
Fig. 3.12 Regression plot for verifying onshore ANN training.....	47
Fig. 3.13 Error histogram for verifying onshore ANN training.....	47
Fig. 3.14 Regression plot for verifying offshore ANN training.....	48
Fig. 3.15 Error histogram for verifying onshore ANN training.....	48
Fig. 3.16 Flowchart of overall proposed system.....	49
Fig. 3.17 Input Excel sheet for wind farm installation.....	51
Fig. 3.18 Input Excel sheet for power transmission.....	51
Fig. 3.19 Input Excel sheet for economic analysis.....	52
Fig. 3.20 Input Excel sheet for energy cost evaluation.....	52
Fig. 3.21 Proxy model in Jeonnam region.....	54
Fig. 3.22 Proxy model in Jeju region.....	54
Fig. 3.23 Analyzing area selection in Jeonnam region.....	55
Fig. 3.24 Analyzing area selection in Jeju region.....	55
Fig. 3.25 Output Excel sheet for optimized business model.....	52
Fig. 3.26 Output Excel sheet for the optimized economic analysis result.....	57
Fig. 4.1 Analyzed area in Sinan-gun.....	59
Fig. 4.2 Assumed SMP and REC change in Sinan-gun analysis.....	60

Fig. 4.3 Proxy model result in Sinan-gun analysis.....	61
Fig. 4.4 Power curves of wind turbines for Sinan-gun analysis.....	63
Fig. 4.5 Net cash flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Sinan-gun analysis.....	66
Fig. 4.6 CAPEX flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Sinan-gun analysis.....	66
Fig. 4.7 OPEX flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Sinan-gun analysis.....	67
Fig. 4.8 Revenue flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Sinan-gun analysis.....	67
Fig. 4.9 Analyzed area in Jaeun-do.....	70
Fig. 4.10 Assumed SMP and REC change in Jaeun-do analysis.....	71
Fig. 4.11 Proxy model result in in Jaeun-do analysis.....	72
Fig. 4.12 Net cash flow result of the previous business plan in Jaeun-do analysis.....	74
Fig. 4.13 CAPEX flow result of the previous business plan in Jaeun-do analysis.....	74
Fig. 4.14 OPEX flow result of the previous business plan in Jaeun-do analysis.....	75
Fig. 4.15 Revenue flow result of the previous business plan in Jaeun-do analysis.....	75
Fig. 4.16 Net cash flow result of the proposed optimization system in Jaeun-do analysis.....	78

Fig. 4.17 CAPEX flow result of the proposed optimization system in Jaeun-do analysis.....	78
Fig. 4.18 OPEX flow result of the proposed optimization system in Jaeun-do analysis.....	79
Fig. 4.19 Revenue flow result of the proposed optimization system in Jaeun-do analysis.....	79
Fig. 4.20 Analyzed area in Hangeong-myeon.....	81
Fig. 4.21 Proxy model result in Hangeong-myeon analysis.....	83
Fig. 4.22 Net cash flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Hangeong-myeon analysis.....	87
Fig. 4.23 CAPEX flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Hangeong-myeon analysis.....	87
Fig. 4.24 OPEX flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Hangeong-myeon analysis.....	88
Fig. 4.25 Revenue flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Hangeong-myeon analysis.....	88
Fig. 4.26 Analyzed promising area in Jeonnam region.....	90
Fig. 4.27 Proxy model result of promising area in Jeonnam region	91
Fig. 4.28 Analyzed promising area in Jeju.....	92
Fig. 4.29 Proxy model result of promising area in Jeju.....	92
Fig. 4.30 Analyzed area for 400MW wind farm.....	96
Fig. 4.31 Proxy model for 400MW wind farm.....	96

Fig. A.1 Proxy model example in Jeju island.....105

Fig. A.2 Wind energy density map in Jeju island106

Fig. A.3 Proxy model example and met station location in Jeju island.....107

Fig. B.1 Error in economic parameters between previous business plan and
developed optimization system in Sinan-gun.....110

Fig. B.2 Error in economic parameters between previous business plan and
developed optimization system in Hangyeon-myun region.....112

1. 서론

최근의 후쿠시마 원전사고와 파리기후협약 등으로 인해 전 세계적으로 신재생에너지 발전의 증가와 석탄 및 원자력 발전의 감소가 화두가 되고 있다. 우리나라는 제2차 국가에너지 기본계획에서 신재생에너지의 보급률을 전체 전력공급비의 11%까지 향상시키는 중장기 목표를 설정하고 신재생에너지를 이용한 발전사업 확대를 추진하고 있다(산업자원부, 2014). 그러나, 신재생에너지 발전량을 현재 전력량의 추가 10% 수준까지 증가시킬 경우 150조원 이상의 막대한 비용과 입지조건을 고려한 대규모 발전단지 건설부지의 부족 문제에 당면해 있다.

풍력은 태양광과 함께 상업적 기술수준을 갖춘 현실적인 신재생에너지원이다. 국내에서는 특히 태양광과 풍력 등 재생에너지 도입을 확대한다는 정책기조 하에 과거 15여년간 많은 개발가능 자원 분석과 연관기술개발 그리고 정부의 지원 정책을 토대로 중·소규모의 발전단지 개발이 이루어 졌고, 또한 대규모 단지 개발이 계획되고 있다.

태양광 발전은 제한된 우리나라의 지리적 여건에 맞는 중소규모 단지 개발을 통해 즉각적인 계통연계와 전력생산이 가능하다. 따라서 많은 개발이 이루어졌거나 계획되고 있으며 태양광 집적 기술과 발전효율이 과거에 비해 상당히 개선되어 국내

신재생에너지원으로 주요한 부분으로 성장하였다. 하지만 우리나라의 경우 발전 가능한 일조량이 계절별로 차이가 많으며 또한 일별 3~4시간이하로 전력생산이 가능한 한계가 있어 향후 추가적인 개선이 필요하다. 게다가 대규모의 대체 가능한 발전단지로 개발하기에는 우리나라의 지리적 제한성으로 체계적 개발의 한계점이 있다.

앞의 태양광 발전에 비해 풍력 발전은 아직 국내 기술수준이 제한적이지만 삼면이 바다라는 지형적인 여건으로 대규모 발전단지조성이 태양광에 비해 월등히 우수하다. 특히, 좁은 내륙의 제한된 여건을 탈피해 도서지역과 해양에서 대규모 개발이 상대적으로 용이하다. 이는 이미 우리나라와 유사한 조건을 가지고 있는 영국이나 다수의 유럽국가들의 지난 10년 간의 성공사례에서 확인할 수 있다. 하지만 풍력발전의 확장성에도 불구하고 우리나라 전 국토에 비해 풍력자원은 일부 지역에 편중되어 있어 실용적 측면에서 접근이 절실히 요구되며, 막대한 예산을 절감하는 방안을 도출해야 할 필요성과 체계적인 개발계획 및 자원대비 발전량예측이 요구된다.

우리나라는 제2차 에너지기본계획에 따라 신재생에너지의 보급률 증가를 위한 목표를 세웠고 풍력발전 확대를 위해 각종 원천기술개발과 정부주도의 상용화 지원을 통해 육/해상 풍력단지 실증 및 시범단지 건설을 수행하였거나 준비 하고 있다. 그러나, 풍력발전 확대를 위한 정부주도의 오랜 노력에도 불구하고 소규모

풍력단지 및 실증단지 개발에 머무르고 있는 수준이다. 우리나라의 풍력발전이 해외 풍력발전 확대 방향에 부합하지 못하는 원인은 정부 정책 및 개발자에 의한 주관적인 입지선정과 사업성이 담보되지 못한 풍력단지 설계방식에서 찾을 수 있다.

첫째, 풍력자원을 객관적이고 정량적으로 분석한 후 최적의 입지를 확정하기보다, 선정 후 평가하는 정책주도형 풍력사업의 한계이다. 풍력자원이 좋을 것으로 예측되는 곳을 산간 및 도서, 해양지역에서 임의로 선정하고 가능한 풍력자원에 대한 선행 분석 없이 사업을 개시하였다. 사업개시 이후, 풍력자원 자료를 취득하기 위해 기상탑(Mat master)을 세워 1~2년간 각종 환경 데이터를 수집 분석하고 예상 최종 발전단지설계 및 사업성 분석, 단지 개발에 필요한 다양한 요소를 결정하는 입지선정 후 평가방식이다. 면밀한 선행 사업성 분석이 동반되지 않은 기존 풍력발전단지 개발과정으로 인해 실제보다 몇 배 이상의 사업준비 및 개발기간이 소요되어 풍력사업의 실패 또는 담보사례가 많았다. 관련사례로는 전라남도 신한그린에너지 천사풍력의 현재 2년 지연, 제주도 탐라해상풍력 3년 지연 후 현재 시험발전이 개시되었다.

둘째, 선행 데이터의 부족과 객관적인 사업성 평가 체계의 부재이다. 중앙·지역정부, 공·민간 기업은 어느 지역을 어떤 규모로 개발해야 하는지에 대한 판단 기준, 풍력터빈기종 선정, 전력 계통 확충 및 보완, 경제성 분석 매뉴얼 조차 갖추고 있지 못하고 있다.

특히, 기존 풍력단지개발의 사업성 평가들을 살펴보면 사업주체 분석, 전력시장 분석, 신재생에너지 시장분석을 우선적으로 하게 되는데 대부분의 사업평가 보고서도 공개되어 있는 자료를 토대로 일반적 검토에 그치고 있다. 또한, 실제 경제성에 있어 큰 영향을 미치는 요소인 연간발전량 예측, 계통연계비용 및 풍력터빈 기종에 대한 상세한 분석보다는 자기 및 타인 자본 조달계획수립, 재무타당성 검토, 상환 안정성분석과 수익성분석을 통한 재무안정성 및 수익성 검토에만 초점을 맞추어 분석하였다(천사풍력프로젝트 KPMG 사업타당성 검토보고서, 2014). 그러나, 신뢰성 있는 사업평가를 위해서는 자연 및 입지적 조건에 따라 풍력발전량이 좌우되는 특징에 따라 객관적 자료에 기반한 풍력발전사업 최적화가 필수적이다.

현재까지 이루어진 풍력발전과 관련된 연구로는 국내의 경우 풍력발전 경제성 분석과 관련된 연구(박병목 등, 2011)와 풍력자원평가에 관한 연구 (김대현과 김일환, 2010; 오기용 등, 2011), 해상 풍력발전소에서의 변전소 설치에 관한 연구(김미영 등 2011) 등이 많이 이루어졌다.

사업 최적화와 관련된 연구는 사업초기 풍력발전단지 선정에 관한 연구 즉 규모와 개수를 기초로 하거나 환경적인 영향을 고려한 입지선정이나 최적 단지 배치에 대한 연구가 이루어졌다. Haaren과 Fthenakis(2011)은 지리정보시스템(GIS; Geographic Information Systems)에 기반하여 뉴욕 주에서 50MW 규모의

풍력발전단지에 적합한 지역을 선별하였다. 이 논문에서는 총 세가지 단계로 나누어 가장 적합한 지역을 선별하였다. 첫째, 풍력발전단지 건설이 불가능한 지역을 선별하였고, 둘째, 경제성을 바탕으로 선별하였다. 경제성부분은 계통연계성, 도로 인접성, 부지의 유효성 그리고 바람자원 등을 주요요소로 고려하였으며 마지막으로 환경적 영향을 바탕으로 50MW 풍력발전에 가장 적합한 지역을 선별하였다. 그러나, 이들은 특정 규모의 풍력발전단지에 대한 입지 선정만 하였을 뿐 해당 지역에서의 각종 경제성인자를 고려한 사업성 있는 최적 풍력발전단지 규모를 결정하지 못한 한계가 있었다.

강금석 등(2011)은 국내 개발조건을 반영하여 해상풍력단지의 경제성분석을 하였다. 이들의 연구는 한 지역에 국한되어 있으며 정해진 지역의 경제성에 영향을 주는 주요인자를 도출하고 이를 통한 경제성분석만 수행하였을 뿐 최적화 사업모델을 제시하지 않았다.

Gorsevski 등(2013)은 오하이오주 북서쪽 지역의 풍력발전단지 입지선정을 위한 시스템을 개발하여 적용하였다. 지리정보 시스템과 가중 선형 조합(weighted linear combination)을 사용하여 환경적 기준과 경제적 기준을 통합한 의사결정 시스템을 개발하였다. 적합성 지도를 통해 의사결정자들이 적절한 입지선정을 할 수 있도록 하였다. 또한, 풍력발전의 적합성을 결정하는 다양한 요소들에 대한 민감도 분석을 통해

주요한 인자들을 결정하였다. 그러나 시스템 역시 풍력발전단지에 대한 입지선정을 위해 개발되었을 뿐 해당 지역에서 최적화 풍력발전사업 모델 등을 제시하지 않았다.

박웅식 등(2015)은 대중 배제분석을 이용하여 강원도 내 유망 풍력발전단지를 선정하고 그 지역에서의 최적 풍력단지규모를 선정하고자 하였다. 이 연구는 육상풍력발전단지 선정으로 제한되었으며 최적 풍력터빈 등을 선정하지는 않았다. 또한, 환경적인 요소만을 고려하여 유망지역을 선정하였지만 중요한 요소인 경제성은 고려하지 않았다.

Latinopoulos와 Kechgia (2015)는 그리스 지역에서 지리정보시스템에 기초한 다중기준 풍력발전단지 위치선정 시스템을 개발하였다. 이들의 연구 역시 입지선정을 위해 개발되었으며 해당 지역에서의 최적 풍력발전단지 규모를 최적화하지는 않았다. 또한, 해당 지역의 풍력발전 경제성 역시 도출하지 못했다는 한계가 있다.

Mosetti 등(1994)은 대규모 풍력단지에서 발전량을 최대화하는 풍력터빈들의 위치를 유전알고리즘을 사용하여 최적화하였다. Emami와 Noqhreh(2010)은 개량된 형태의 유전알고리즘과 함께 경제성 인자를 고려하여 풍력터빈의 배치를 최적화 하였다. Chowdhury 등(2012)은 입자군집최적화(particle swarm optimization, PSO) 알고리즘을 활용하여 전력발전량을 최대로 하는 풍력터빈 배치와 풍력터빈의 종류를 최적화하고자

하였다.

그러나 기존의 풍력단지 최적화 연구들은 세부적인 풍력발전단지 계획을 세우는 데 있어 효율적으로 사용될 수 있으나 넓은 지역에 대해 풍력발전 경제성이 높은 지역을 선별하고 최적의 발전 규모를 결정하여야 하는 풍력발전초기단계의 중요 의사결정에는 적용하기 어렵다는 한계가 있다. 기존의 풍력발전과 관련한 최적화 연구들은 정해진 풍력단지규모에 대해 혹은 정성적이거나 환경적인 요소만을 고려하여 입지선정을 하거나 선정지역에서의 터빈 배치의 집중한 한계가 있다.

이 연구에서는 풍력자원이 존재하는 광범위한 지역에 가장 경제적인 풍력발전 계획을 도출하고자 하였다. 분석지역이 넓고 다양한 경제성 요소들을 고려할 경우에 많은 계산시간이 소요되며 실용적으로 유망한 분석지역을 선별하여 분석하기 어렵다. 하지만, 본 연구에서는 인공신경망(artificial neural network, ANN)을 활용하여 유망지역을 쉽게 선별하고 효율적인 풍력발전사업 최적화를 수행하도록 하였다. 이 연구에서 개발할 풍력발전 사업성 평가 체계는 인공신경망기법을 기반으로 최적 풍력발전사업 규모, 계통연계방안, 최적 풍력터빈 종류, 최적 발전시나리오 및 경제성 등을 모두 도출할 수 있다. 기존 추정과 경험적인 방식으로 사업 여부와 발전규모 등을 결정하는 것이 아니라 신뢰성 있는 자원, 지리정보와 개발된 자원분포도를 활용한 총괄적인 풍력발전 최적화 프로그램으로 최적의 풍력발전단지 사업모델을 도출함으로써

체계적인 대규모 풍력발전단지 개발에 기여하고자 한다.

2장에서는 개발된 시스템 및 인공신경망 기법의 이론적 배경에 대해 설명하고 3장에서는 각종 자료수집 및 통합, 최적풍력발전 사업선정 그리고 인공신경망을 활용한 풍력발전사업 최적화 모델을 제시한다. 4장에서는 제주도와 전라남도 지역에 실제 사업 중이거나 검토 중인 풍력단지의 주요 인자 및 사업성 비교를 통해 시스템을 검증하고 그 활용성을 입증한다. 국내에서 현재 집중적으로 풍력발전이 고려되는 지역인 제주도와 전라남도에 한하여 개발한 시스템을 통해 우리나라의 풍력자원을 데이터베이스화 하여 지역별 풍력자원의 현황을 정량화하였고, 발전사업성을 고려한 체계적 평가를 수행할 수 있도록 하였다.

2. 이론적 배경

2.1 상용소프트웨어 WAsP 11을 통한 풍력발전 모델링

본 연구를 위해서는 주어진 기상자료와 지리정보를 바탕으로 분석하려는 지점에 풍력발전기를 설치하였을 때의 연간발전량을 예측하여야 하며 이는 경제성 분석과 최적 발전시나리오를 선정하는데 있어 매우 중요하다. 상용소프트웨어인 WAsP 11 (Mortensen, 2016)을 사용하여 이러한 발전량 예측을 하였다. WAsP 11에서는 풍력자원자료 분석단계, 풍력자원 예측단계, 발전량 계산단계 총 세 단계로 나누어 풍력발전량을 예측한다.

먼저, 풍력자원자료 분석단계에서는 Table. 2.1과 같이 분석지역 근처의 기상탑에서 1년이상 시간단위로 측정한 풍속 및 풍향자료를 입력한다. 그리고 이를 통계적으로 분석하여 Fig. 2.1과 같은 관측된 바람기후(observed wind climate) 자료로 전환하게 된다. 이러한 관측된 바람기후 자료는 풍향과 풍속의 연평균 분포를 나타낸다.

풍력자원 예측단계에서는 앞에서 얻어진 관측된 바람기후(observed wind climate) 자료와 분석지역의 Fig. 2.2와 같은 분석지역 주변의 지형자료를 바탕으로 우리가 알고자 하는 지역의 풍속 및 풍향 분포자료를 예측한다. 예측 시에는 지형자료와

수치해석적 유체유동모델을 사용하여 계산하게 된다. 수치해석적 유체 유동모델은 질량보존모델(Mass-consistent model), 잭슨-헌트 모델(Jackson-Hunt model), CFD(computation fluid dynamics) 모델 등이 널리 쓰인다(Beaucage등, 2011).

잭슨-헌트 모델은 선형화 된 Navier-Stokes 방정식을 푸는 모델로써 WAsP 11과 같은 상용소프트웨어들에서 널리 사용된다. 잭슨-헌트 모델은 정상상태유동 및 선형 이송(advection) 조건 및 정상유동 등의 가정을 통하여 매우 계산이 효율적이면서도 비교적 정확한 결과를 준다는 특징이 있다. 본 연구에서는 잭슨-헌트 모델을 사용하여 분석지역의 풍력자원분포를 예측하였다.

마지막으로 발전량 계산단계에서는 사용하고자 하는 풍력터빈의 성능곡선을 입력한다. 풍력터빈의 성능곡선은 각 풍속조건에서 터빈이 얼마만큼의 발전량을 낼 수 있는지를 나타내는 곡선이다. Fig 2.3은 Vestas V90 3MW 풍력터빈의 성능곡선의 예시이다. 풍력터빈 성능곡선과 앞의 과정을 통해 예측된 분석지역에서의 풍력자원분포를 활용하여 연간풍력발전량을 계산하게 된다(식 (2.1)).

$$E = Y \int_{V_{cutin}}^{V_{cutout}} P(V)f(V)dV \quad (2.1)$$

식 (2.1)에서 E 는 연간풍력발전량, $P(V)$ 는 성능곡선에서 풍속 V 에서의 발전량이다. $f(V)$ 는 분석지역의 풍력분포에서 풍속 V 의 확률밀도함수 값이다. Y 는 1년의 길이로서 365일 혹은 8,760시간의

값을 갖는다. V_{cutout} 은 풍력터빈의 성능곡선에서 발전량을 산출할 수 있는 최대의 풍속이며, V_{cutin} 은 최소의 풍속이다. WAsP 11내의 연간발전량 계산의 총 과정을 요약하면 Fig. 2.4와 같다.

Table 2.1 Example of raw data from met station

Measuring time	Wind direction (degree)	Wind speed (m/s)
2015-01-01 0:00	280.8	6.7
2015-01-01 1:00	279.7	10.2
2015-01-01 2:00	278.9	11.0
2015-01-01 3:00	281.8	10.7
2015-01-01 4:00	279.1	9.1
2015-01-01 5:00	276.3	7.8

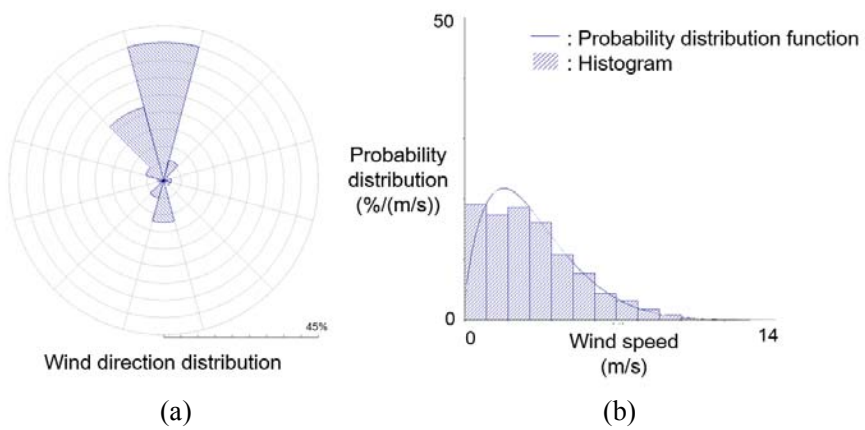


Fig. 2.1 Example of observed wind climate:
(a) wind rose diagram and (b) wind speed distribution.

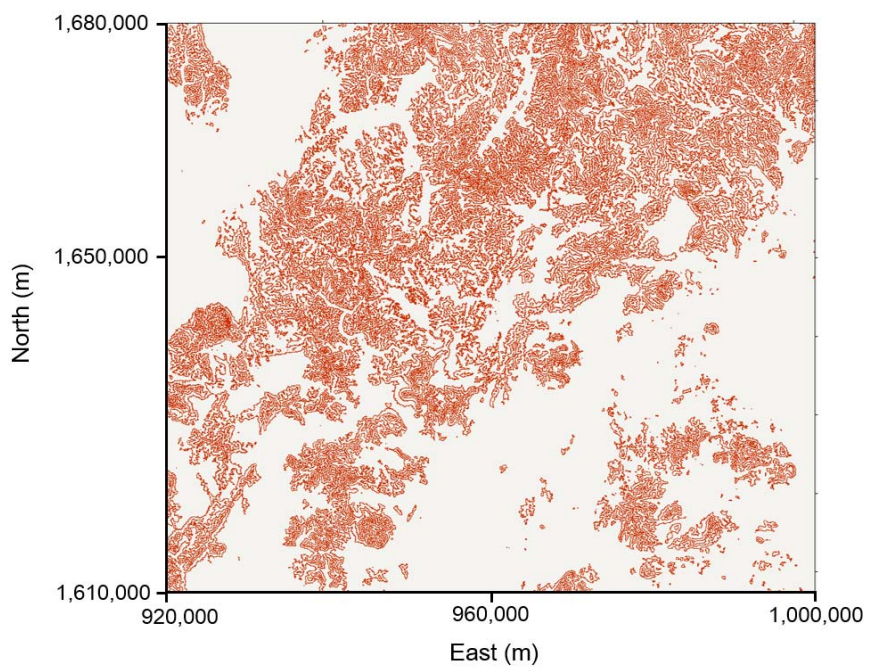


Fig. 2.2 Example of topographic data: elevation map of Jeonmam region.

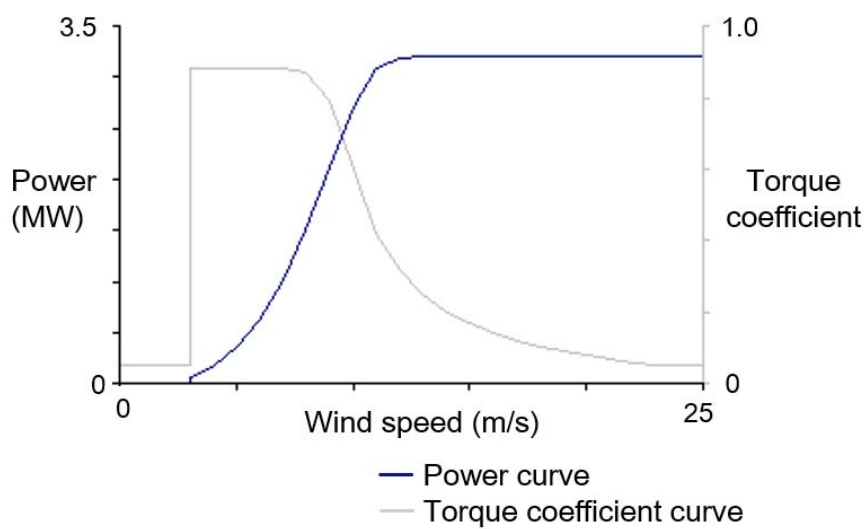


Fig. 2.3 Power curve of Vestas V90 3MW.

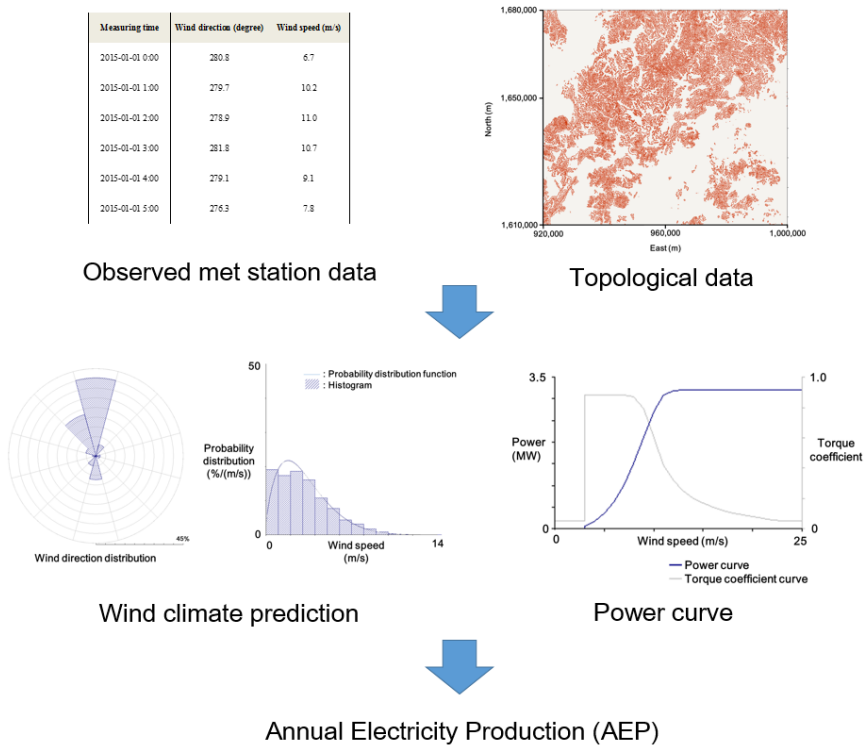


Fig. 2.4 Schematic diagram of AEP calculation in WAsP 11.

2.2 인공신경망

인공신경망은 생물학의 신경망에서 영감을 얻은 통계학적 학습 알고리즘이다. 생물학적 신경세포는 수상돌기, 세포체, 축삭돌기로 구성된다. 이전 신경세포에서 보내는 전기신호는 시냅스를 통해 다음 신경세포의 수상돌기로 전달된다. 수상돌기는 이 전기 신호를 받아들여 세포체에 전달하는 역할을 한다. 세포체에 전달된 신호는 다시 축삭돌기를 통해 다음 신경세포에게 전기신호로 전달된다.

생물학적 신경세포의 신호전달과정을 모방하여 인공신경망은 비선형적 관계를 가진 입력정보와 출력정보에 대한 처리를 수행한다. 기본적으로 인공신경망은 Fig. 2.5와 같이 한 개의 입력층(input layer), 한 개의 출력층(output layer), 한 개 이상의 은닉층(hidden layer)으로 구성된다. 각각의 층에는 여러 개의 신경세포가 있고, 신경세포 내부에서는 가중치의 합과 같은 단순한 계산만을 수행한다. 각 층의 신경세포와 다음 층의 신경세포를 연결하는 것이 시냅스이며, 시냅스들은 두 신경세포 간의 연결 강도를 의미하는 가중치 값을 저장한다. 인공신경망을 정의하는 세가지 인자는 다른 층의 신경세포간의 연결패턴, 연결의 가중치를 갱신하는 학습 중치를 이용하여 출력하는 활성화 함수이다.

신경세포간의 연결패턴은 신호가 전달되는 방향에 따라서 구분할 수 있다. 대표적인 방법으로는 전방 전달 신경망(feed forward

networks)과 순환 신경망(recurrent neural network)이 있다. 전방 전달 신경망은 신호가 입력층에서 출력층으로 가는 단방향으로만 전달되는 신경망이다. 반면에, 순환 신경망은 전방 전달 신경망과는 다르게 신경세포간의 신호가 양방향으로 전달이 가능하기 때문에 순환되는 신경망이다.

인공신경망에서 가장 중요한 인자는 학습과정이다. 인공신경망에서 학습이란 인공신경망을 통해 예측한 예측값과 실제 값 사이의 예측 오차를 최소화 하는 비선형 함수를 찾아내기 위하여 가중치를 조절하는 과정이다. 학습 알고리즘으로는 다양한 최적화 알고리즘이 사용되며, 인공신경망에서 대표적으로 사용되는 학습 알고리즘은 역전파(back propagation) 기법을 이용하여 실제 기울기를 계산하는 변화율기반 방법(gradient descent)이다. 경사 하강법은 함수를 미분하여 기울기(경사)를 구한 다음에 기울기가 낮은 방향으로 조금씩 인자를 바꾸면서 최적해를 구하는 방법이다. 신경망 학습에 앞서 입출력 자료 세트는 일반적으로 세 가지로 나누어진다. 첫 번째 자료 세트는 학습자료 세트(training set)로 자료를 이용하여 가중치를 변화시켜가며 학습을 하기 위한 자료쌍이다. 두 번째 자료 세트는 검증자료 세트(validation set)로 학습이 타당하게 진행되고 있는지를 판별하기 위한 자료 세트이다. 세 번째 자료 세트는 테스트 자료 세트(test set)으로 학습자료 세트와 검증자료 세트로 사용되지 않으며, 신경망의 성능을 평가 및 비교하기 위해 사용된다. 각각의 자료 세트들은 학습 가능한

자료세트의 수에 따라 분배할 수 있다.

신경세포 내부에서 이루어지는 가중치의 합은 연산자를 통하여 계산하며, 여기에서 계산된 값을 최종적으로 활성화 함수를 이용하여 구현한다. 인공신경망에서 사용되는 활성화 함수에는 S자형(Sigmoid), 선형(Liner), 문턱형(Threshold) 등이 있다. 이러한 인공신경망의 개념도는 Fig. 2.5와 같다. 본 연구에서는 분석에 앞서 인공신경망을 학습시킨 후에 경제성이 높을 것으로 예상되는 지역들을 식별하는 데 사용하였다.

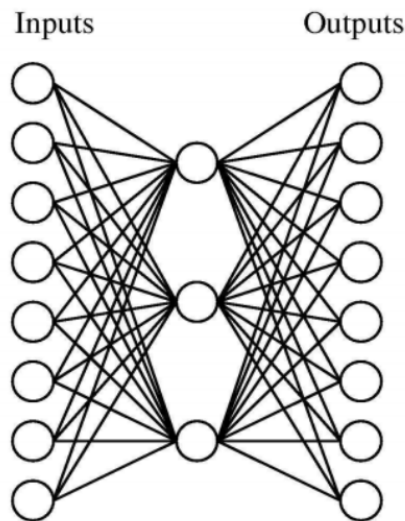


Fig. 2.5 Concept of artificial neural network.

2.3 풍력발전사업 경제성 분석

본 연구에서는 최적의 경제성을 가진 풍력발전사업 시나리오를 결정하고자 하였다. 다양한 시나리오들에 대해 정확한 경제성 분석과 비교가 이루어져야 한다. 이를 위해 실제 풍력발전사업에서의 경제성 분석 사례 등을 통하여 주요 인자들을 파악하여 경제성 분석을 수행하였다.

CAPEX(Capital expenditures)는 사업에서 미래의 이윤을 창출하기 위해 지출된 비용을 의미한다. 풍력발전사업에서 지출되는 CAPEX는 크게 풍력발전소 설치를 위한 비용과 계통연계를 위한 설치비 두 가지로 나눌 수 있다. 먼저, 풍력발전소 설치를 위한 CAPEX는 풍력발전소에는 풍력터빈 설치 및 공사비용, 해상풍력발전소 자켓 설치비용, 인건비, 초기 부지 매입비용, 인·허가비용 등이 있다. 계통연계를 위한 CAPEX는 발전소에서 생산된 전력을 인근 변전소나 계통연계망에 연결하는데 들어가는 비용을 의미한다. 계통선로 구축비용, 해저 케이블 설치 비용, 변전소 설치 비용, 관련 부지 매입 비용 등이 이에 해당한다.

OPEX(Operating Expenditure)는 갖춰진 설비를 운영하는 데 드는 비용을 의미한다. 풍력발전사업에서의 주요 OPEX로는 O&M(Operation & Maintenance) 비용과 LTSA(Long-term Service Agreement) 비용 등이 있다. 여기서 O&M 비용이란 풍력발전소 운전, 유지 및 보수, 관리 등에 필요한 비용이다. LTSA 비용은 주기적인

풍력터빈 보수 및 장비 교체를 위해 공급업체와의 장기 계약에 들어가는 비용을 의미한다.

풍력발전사업에서 영업이익은 발전된 전력을 판매함으로써 얻어지는 이익이다. 우리나라는 신재생에너지 의무할당제(Renewable Energy Portfolio Standard, RPS)를 2011년부터 시행하고 있다. RPS 제도의 공급의무자 대상은 발전설비용량이 500MW 이상인 발전사업자로, 대상 기업은 매년 새롭게 선정돼 사전에 공지된다. 대상 업체들은 직접 신재생에너지 발전설비를 도입하거나 다른 신재생에너지 발전사업자의 인증서를 구매해 의무할당량을 채워야 한다. 현행의 RPS제도하에서 일반적으로 풍력발전의 경우 판매되는 전력의 가격은 계통한계가격(System Marginal Price, SMP)과 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificates, REC) 가격의 합을 통해 결정된다.

SMP가격은 전력시장에서 석탄, 원자력을 제외한 민간발전 사업자에게 지급하는 구매단가(원/kWh)를 의미한다. 이는 매 시간대마다의 수요에 따라 결정되며 전력생산에 참여한 일반 발전기 중 변동비가 가장 높은 발전기의 변동비로 결정한다. REC는 신재생에너지 설비로부터 생산된 전력임을 증명하는 문서로서 1MWh당 일반적으로 1REC가 발행된다. 발행된 REC는 정부가 개설한 REC 거래시장에서 거래되며 에너지원별에 따라 다른 가중치를 갖는다. 현행 시행되는 에너지원별 REC 가중치는 Table 2.2와 같다. 육상풍력의 경우는 1.0의 가중치를 가지며 해상풍력의

경우 연계거리가 5km 초과할 경우에 대하여 2.0의 가중치를 갖는다.

매년 발생하는 CAPEX 비용, OPEX 비용, 영업이익의 총합을 통해 연간 순현금흐름(Net cash flow)를 구할 수 있다. 계산된 현금흐름의 경제성은 순현재가치(Net Present Value, NPV), 내부수익률(Internal Rate of Return, IRR)을 통하여 평가한다. 먼저, 순현재가치의 경우 최초 투자 시기부터 사업이 끝나는 시기까지의 연도별 순편익의 흐름을 현재가치로 환산하여 합한 값이다(식 (2.2)).

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (2.2)$$

여기서 t 는 현금투자기간, N 은 사업전체기간을 의미한다. C_t 는 시간 t 에서의 총 현금흐름, r 은 할인율을 의미한다. 내부수익률은 어떤 사업에 대해 사업기간 동안의 현금수익 흐름을 현재가치로 환산하여 합한 값이 투자지출과 같아지도록 할인하는 이자율을 말한다.

Table 2.2 REC weight criteria

Sources	REC weight	Criteria
Solar	0.7	Using farm land
	1.0	Not using pre-existing facilities
	1.5	Using pre-existing facilities
Others	1.0	Hydroelectric power, onshore wind power, Bio-energy
	2.0	Offshore wind power (>5km link distance), tidal power, fuel cell

3. 연구 방법

3.1 자료 수집 및 통합

지역단위의 풍력발전사업 모델 최적화를 위해서는 우리나라의 지리정보, 풍력자원분포, 송전망 구축 현황, 각종 경제성 인자 등에 대한 자료를 수집 및 통합하는 것이 선행되어야 한다. 본 연구에서는 각종 정부기관자료 및 보고서 등을 통해 확보하였다.

지리정보시스템(Geographic Information System, GIS)은 과거 인쇄물 형태로 이용하던 지도와 지리정보를 컴퓨터를 이용해 작성·관리하기 위해 개발되었다. 지리정보를 기초로 데이터를 수집·분석·가공을 수행하여 지형과 관련되는 모든 분야에 적용하기 위해 설계된 종합정보시스템을 말한다.

지리정보시스템을 이용하여 해당 지역이 우선적으로 육상인지 해상인지를 구분하며, 수심 혹은 고도 등의 정보도 사업모델 최적화에 사용된다. 경제성 분석에 있어 중요한 계통연계망과의 거리 계산, WASP 11 프로그램 내에서 분석지역의 풍속, 풍향 예측에서도 사용한다. 우리나라의 지역별 수치지형도 및 수치해도 등의 자료를 국토지리정보원 사이트 등을 통해 제공받을 수 있다. 본 연구에서는 수치지형자료를 통합하여 개발한 시스템 내에서 사용하였다. Fig. 3.1은 전남지역에 대하여, Fig. 3.2는 제주지역에

대해서 MATLAB에 기반한 지리정보시스템을 구축한 예시를 보여준다.

지리정보시스템을 기반으로 지역을 격자 단위로 세분화하여 원하는 지역을 선택하여 분석할 수 있도록 하였다. 일반적으로 우리나라의 풍력발전소는 해안지대에 주로 밀집되어 설치되며 더 작은 격자로 세분화하여 풍력발전사업을 분석할 필요가 있다. 따라서 본 연구에서는 Fig. 3.3~3.4와 같이 격자로 세분화하여 지역을 분석하였다.

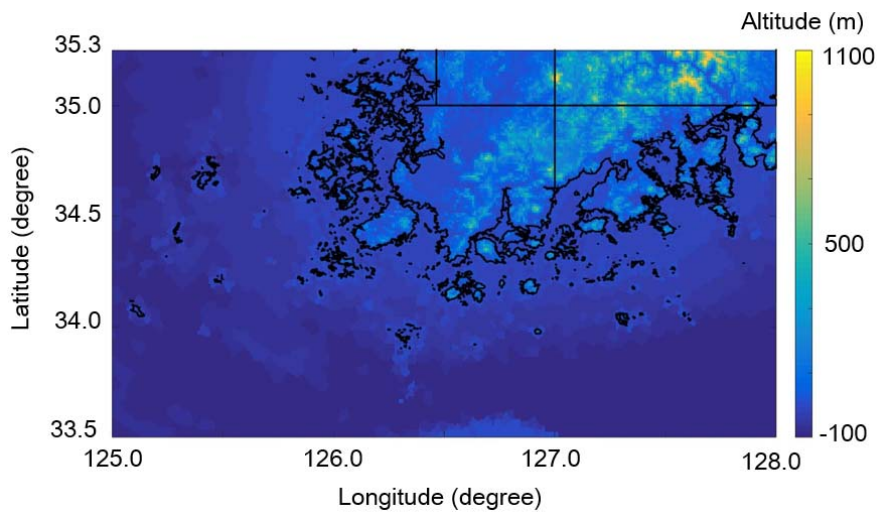


Fig. 3.1 GIS data integration in Jeonnam region.

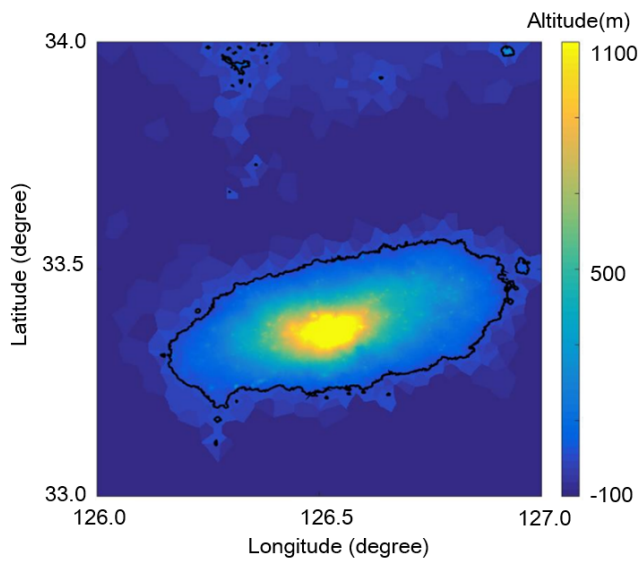


Fig. 3.2 GIS data integration in Jeju region.

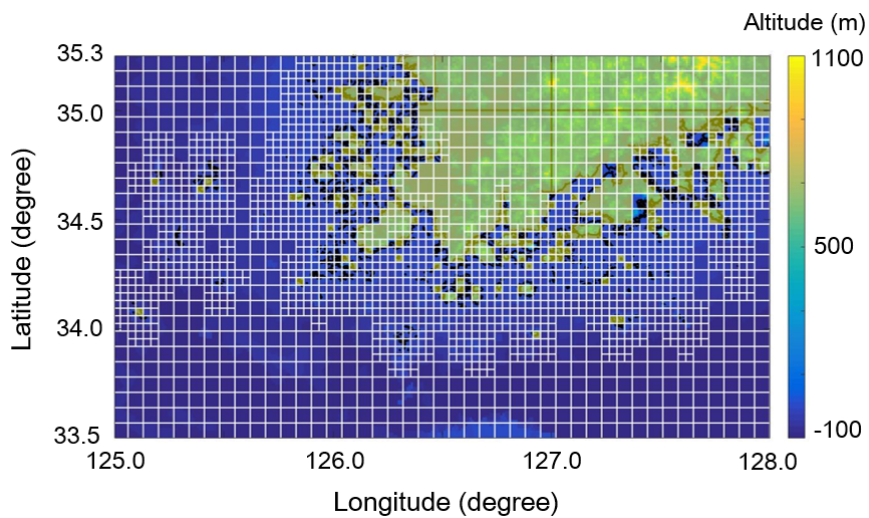


Fig. 3.3 Gridding in Jeonnam region.

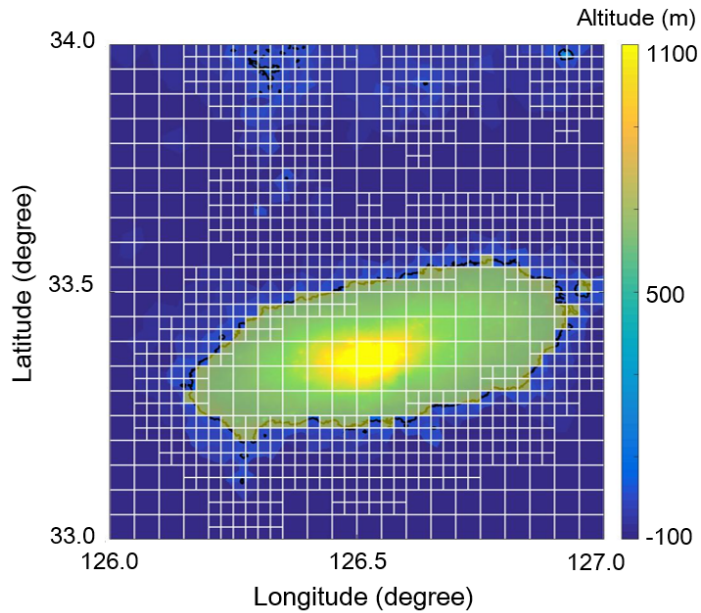


Fig. 3.4 Gridding in Jeju region.

국내 풍력자원분포 자료는 연간발전량 계산과 사업성 예측의 중요한 자료이다. 현재 우리나라 기상청에서는 지상, 고층, 해양, 항공, 황사 총 5가지의 기상관측 데이터를 제공하고 있다. 분석지역의 자원분포와 연간발전량 등을 예측하기 위해서는 인접 기상탑 등에서 1년이상 측정된 실시간 풍향, 풍속 등의 자료가 필요하다. 이는 지상 및 해양 기상관측 자료를 통해 얻을 수 있다.

지상기상관측 데이터는 관측 목적과 장소에 따라 종관기상관측자료, 방재기상관측자료로 나눌 수 있다. 종관기상관측자료는 종관기상관측시스템(Automated Synoptic Observed System, ASOS)을 통하여 측정된 자료를 총칭한다. 종관기상관측이란 정해진 시각의 대기 상태를 파악하기 위해 모든 관측소에서 같은 시각에 실시하는 지상관측을 말한다. 관측방법은 기압, 기온, 풍향, 풍속, 상대습도, 강수량, 강수유무, 일사량, 일조시간, 지면온도, 초상온도, 지중온도, 토양수분, 지하수위 14개 요소에 대해서는 자동으로 측정하고, 시정, 구름, 증발량, 일기현상 등은 일부 자동과 육안으로 관측한다. 방재기상관측자료는 방재기상관측장비(Automatic Weather System, AWS)에서 측정되며 기상관측소가 없는 곳에 설치되어 집중호우, 우박, 뇌우, 돌풍 등과 같은 국지적인 악기상 현상을 실시간으로 감시한다. 현재 우리나라의 종관기상과 방재기상 모두 Fig. 3.5와 같은 자동으로 측정 및 전송이 가능한 기상장비로부터 실시간 데이터를 측정하고 있다.



Fig. 3.5 Automatic weather system equipment.

해양기상관측 데이터는 해양의 기상관측지점에서 측정된 자료를 의미한다. 실시간 풍향 및 풍속자료는 해양기상부이와 등표기상관측을 통해 얻을 수 있다. 해양기상부이는 해수면에서 해양기상현상을 다양한 기상장비로 관측하고, 위성 원격통신을 이용하여 관측자료를 전송하며, 풍향, 풍속, 기압, 기온, 습도, 파고, 파주기, 파향, 수온 등을 1시간 간격으로 관측한다. 등표기상관측은 등표나 관측탑 등의 해양 구조물에 기상관측장비를 설치하고 수중에는 해상상태를 측정할 수 있는 파고계 등을 설치하여 관측한 자료를 전송하는 장비이며 관측하는 요소는 풍향, 풍속, 기압, 기온, 파고, 파주기, 수온이다. 기상청의 기상자료 개방포털을 사용하여 Table 3.1과 같이 엑셀 형식의 실시간 중관기상, 방재기상, 해양기상부이, 등표기상관측 등의 기상관측 자료를 얻을 수 있었으며 이를 개발한 시스템 내에서 통합하여 원하는 분석지역에서의 정확한 기상 예측과 발전량 예측이 가능하게 하였다.

우리나라의 경우 대부분 사업자가 풍력발전소에서 발전된 전력을 기존 계통연계망까지 연결하는 비용을 부담하여야 한다. 따라서 풍력발전사업의 경제성분석과 최적화에는 분석지역에 풍력발전소가 설치되었을 때 계통연계망에 연결하기 위한 비용분석이 동반되어야 한다. 계통연계망은 변전소를 중심으로 연결된다. 한전으로부터 Table 3.2와 같이 기존 변전소의 전압, 위치, 용량, 전압자료를 수집하여 개발시스템 내에서 통합하였다.

Table 3.1 Example of weather observation data

Position	Measuring time	Wind direction (deg)	Wind speed (m/s)
301	2015-01-01 0:00	280.8	6.7
301	2015-01-01 1:00	279.7	10.2
301	2015-01-01 2:00	278.9	11
301	2015-01-01 3:00	281.8	10.7
301	2015-01-01 4:00	279.1	9.1
301	2015-01-01 5:00	276.3	7.8
301	2015-01-01 6:00	279.2	7.4

Table 3.2 Example of power transmission line and substation data

Position	Substation	Voltage (kV)	Capacity (MVA)
511	Naju	154	240
522	Gwangyang	345	1620.3
523	Koheung	154	180
524	Gurye	154	120
525	Bakwoon	154	120
526	Bulkyo	154	120
527	Suncheon	154	180

풍력발전사업의 경제성 분석에 있어서 비용인자와 편익인자와 같은 경제성인자들은 매우 중요하다. 이러한 경제성인자들이 어떠한 값을 사용할 지에 대한 정확한 가이드라인은 없으며 본 연구에서는 기존 제주지역 및 전남지역의 풍력발전사업 보고서들과 업계 현황을 참고하여 이들의 기본값들을 정하였다. 또한, 개발한 시스템 내에서는 이러한 기본값들을 바탕으로 엑셀을 통해 경제성 인자들을 바꿀 수 있도록 하였다. Table 3.3 ~ 3.5는 경제성 분석에 필요한 비용 인자들과 기본값들을 나타낸다. Table 3.3은 풍력발전소 설치에 관련한 비용 인자들을, Table 3.4는 송전망 구축에 관련한 비용 인자들을 나타내며, Table 3.5는 발전소 운영비용과 관련한 비용 인자들을 나타낸다.

Table 3.3 Basic cost values for wind farm installation

Parameters	Values
Jacket price (MM₩)	1,705 (3MW) 2,212 (5MW)
Contingency cost (MM₩/MW)	17.1 (onshore) 42.8 (offshore)
Initial business cost (MM₩/MW)	23.9 (onshore) 39.9 (offshore)
Onshore turbine cost (MM₩)	5,900 (GE) 6,600 (Hyosung) 8,300 (Hyundai)
Offshore turbine cost (MM₩)	5,200 (Vestas) 5,900 (Siemens) 5,500 (Doosan)
Onshore construction cost (MM₩)	425
Offshore construction cost (MM₩)	843 (5~20m) 1,370 (20~40m) 2,906 (40~60m)

Table 3.4 Basic cost values for power transmission system installation

Parameters	Values
22.9kV line (MM ¥ /km)	658 (onshore) 2,592 (offshore)
154kV line (MM ¥ /km)	1,085 (onshore) 2,775 (offshore)
Onshore 154kV substation (MM ¥ /bank)	1,204
Offshore 154kV substation (MM ¥ /bank)	1,899

Table 3.5 Basic cost values for wind farm operation

Parameters	Values
O&M cost (MM ¥ /MW)	30.1
LTSA cost (MM ¥ /MW)	33.8
Labor and miscellaneous (MM ¥ /MW)	10.5

3.2 최적 풍력발전사업 선정 방법

본 연구에서는 수집된 자료들을 바탕으로 원하는 지역에서의 최적의 풍력발전 사업계획과 경제성을 도출하고자 하였다. 앞의 3.1절에서 언급한 바와 같이 지리정보시스템자료, 풍력자원자료, 송전망 구축현황자료와 경제적 비용 자료 등을 통합하여 사용한다.

분석하고자 하는 세부지역을 사전에 정의된 격자를 선택함으로써 입력한다. 비용과 편익과 관련한 경제성 인자들을 엑셀파일을 통해 입력한다. 3.1절에서 언급한 바와 같이 일반적으로 사용되는 경제성 인자 값들은 사전에 기본값으로 설정되어 있으며, 이 중에 바꾸고자 하는 인자들을 엑셀파일에서 바꾸어 입력할 수 있다.

최종적으로는 개발된 시스템의 최적 풍력발전사업 선정과정을 통해 최적의 풍력발전계획, 송전망 구축안과 그때의 경제성을 도출한다. 최적풍력발전 사업 선정의 모식도는 Fig 3.6과 같다. 구현한 프로그램은 MATLAB 내에서 개발되었으며, 경제성 인자와 관련한 입력자료는 엑셀 파일을 통해 쉽게 입력할 수 있도록 하였다.

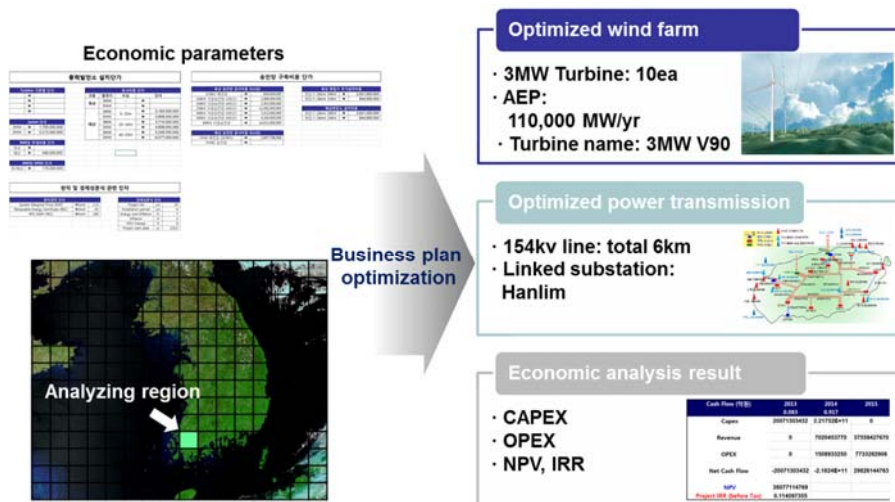


Fig. 3.6 Inputs and outputs of the wind farm business optimization.

개발한 시스템 내에서의 최적 풍력발전사업 선정 방법은 다음과 같다. (1) 선택한 분석지역과 가장 가까운 풍력기상탑을 계산하고 이러한 풍력기상탑에서 측정한 연평균 기후자료를 바탕으로 해당지역의 연평균 풍속, 풍향 등의 풍력자원을 예측한다. 이는 상용프로그램인 WAsP 11과의 연동을 통해 이루어진다. (2) 송전망 구축안, 풍력기종, 풍력발전 규모에 관한 여러 시나리오들을 생성한다. 송전망 구축의 경우에는 최초 접속선로를 22.9kV와 154kV로 선택하는 경우로 나눌 수 있다. 22.9kV 선로를 사용할 때는 인근 변전소에 연결하여 승압한 뒤에 연계되며 최대 풍력발전 규모는 현행 규정상 40MW로 제한되어 있다. 154kV의 경우에는 풍력발전소 인근에 변압기를 설치하며 총 몇 뱅크(bank)의 변압기를 설치하는지에 따라서 최대 풍력발전규모가 결정된다. 일반적으로 1뱅크당 25MW까지 전력을 승압할 수 있으며 총 4 뱅크 설치했을 경우 최대 풍력발전규모는 100MW가 된다. 풍력발전사업의 규모는 송전망 구축을 어떻게 하는지에 따라 결정된다.

송전망 구축 시나리오의 총 개수는 분석지역 인근의 변전소 개수와 최대 몇 뱅크의 변압기가 설치가능한지에 따라 달라진다. 예를 들어, 인근의 변전소가 총 6개라 하자. 22.9kV 선로를 사용할 경우 각각의 변전소에 연결하는 경우를 생각할 수 있으므로 총 6개의 시나리오가 나오며 추가적으로 154kV를 4뱅크까지 설치가능하다고 가정하면 총 10개의 시나리오를 얻을 수 있다.

풍력기종에 따라 시나리오가 달라진다. 3개의 서로 다른

풍력기종을 고려한다고 하면 총 3가지의 풍력터빈 설치와 관련한 시나리오를 고려할 수 있다. 송전망 구축과 풍력발전규모 시나리오가 총 10개라고 하면 각각의 시나리오 별로 다른 풍력터빈 사용 시나리오를 고려할 수 있으므로 총 시나리오의 개수는 30개이다. 시나리오는 분석지역과 가정에 따라 다르지만 대부분 수십 개 가량의 시나리오가 생산된다. 그리고 모든 시나리오들에 대하여 경제성을 평가한 후에 가장 경제적인 시나리오를 선택하게 된다.

경제성 평가를 위해서 예측된 풍력자원을 바탕으로 각각 시나리오의 연간풍력발전량을 WAsP 11에서 계산한다. 계산한 연간발전량 결과와 입력한 경제성 인자를 사용하여 시간에 따른 CAPEX, OPEX, 편익 등이 계산되며 이를 통해 모든 시나리오들의 경제성이 평가된다. 본 연구에서는 가장 경제적인 시나리오 선정의 기준을 내부수익률로 두었고, 가장 높은 내부수익률의 시나리오를 최적 발전사업계획으로 선택하였다.

개발한 시스템에서 계산시간이 많이 요구되는 부분은 WAsP 11을 사용하여 해당지역의 풍력자원을 예측하는 부분이다. 하지만, 경제성 평가의 경우 단순계산으로 계산시간이 적게 걸리며 최적화 알고리즘 등을 사용하기 보다는 가능한 모든 시나리오에 대하여 경제성 분석을 실시한 후에 비교하였다. 그 결과 최종적으로 순현재가치가 가장 높은 시나리오가 선택되며 그때의 현금흐름, 내부수익률 등 상세한 경제성 분석 결과 역시 도출되어 출력된다.

최적 풍력사업계획 도출과정의 흐름도는 Fig. 3.7과 같다.

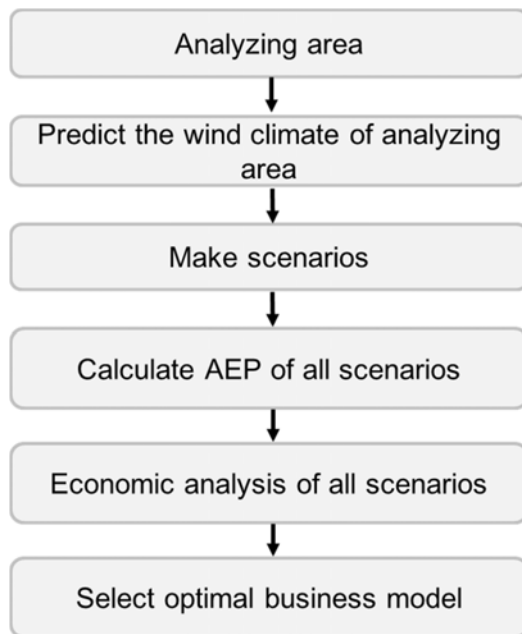


Fig. 3.7 Flow chart to select optimal wind farm business model.

3.3 인공신경망을 활용한 풍력발전 유망지역 선별

본 연구에서는 분석하고자 하는 지역을 일반적인 풍력발전단지의 크기를 갖는 격자들로 세분화하여 분석하였다. 전라남도, 제주도 의 넓은 지역들에 대하여 격자를 세분화하여 풍력발전사업성을 분석할 경우에는 수백에서 많게는 수천 개의 격자들이 존재한다.

각각의 모든 격자들에 대하여 3.2절에서와 같이 최적 풍력발전사업을 선정할 경우에는 많은 연산이 수행되게 되며 그 중에서도 WAsP 11내에서 유체모델링을 통해 연간발전량을 예측할 때 가장 많은 연산과 계산시간이 소요된다. 특히, 원하는 경제성 인자를 바꿀 때마다 모든 격자에 대하여 분석을 수행하는 것은 높은 계산시간 문제로 현실적으로 불가능하다. 따라서 시스템의 효율성을 위해서는 사전에 풍력발전사업의 경제성이 높은 지역들에 대하여 선별적으로 분석할 필요가 있다.

인공신경망을 활용한 프록시(proxy) 모델을 개발하였다. 인공신경망을 통해 구축된 프록시 모델은 3.2절에서와 같은 정밀한 분석을 수행하기에 앞서 유망한 지역들을 선별하는 역할을 한다. 풍력발전에 유망한 지역들을 사전에 선별하여 인식하고 이 지역들에 대해서만 사업성 분석을 수행하여 효율적으로 최적 풍력발전사업 모델을 결정할 수 있다. 실제 풍력발전사업은 육상과 해상에 따라 경제성과 주요 사업성 인자들이 다르다. 본 연구에서는 육상지역을 위한 인공신경망과 해상지역을 위한 인공신경망을 따로

구축하였다.

인공신경망을 학습하기 위해서는 학습의 입력자료와 출력자료가 필요하다. 본 연구에서는 출력자료는 해당지역의 경제성을 나타내며 내부수익률을 선정하였다. 입력자료의 경우 지역별 풍력발전사업 경제성 차이를 결정하는 주요 인자들로 선정하였다. 육상지역과 해상지역에서 지역별 풍력발전 경제성 차이를 결정할 것으로 예상되는 인자들을 Table 3.6에 요약하였다.

Table 3.6 Parameters that can affect to the wind farm project's economy

Onshore	Offshore
Average wind speed	Average wind speed
Main wind direction	Main wind direction
Wind direction variance	Wind direction variance
Skewness of wind speed distribution	Skewness of wind speed distribution
Altitude	Depth
Distance to adjacent substation	Distance to adjacent substation

분석지역의 인접 기상탑에서 측정한 평균풍속, 주 풍향은 풍력터빈의 연간발전량을 결정하는 인자로 예상되므로 육상과 해상에서 모두 고려하였다. 풍속분포의 개형과 관련한 인자들은 풍력터빈의 연간발전량에 영향을 미치는 인자들로 예상된다. 따라서 개형과 관련한 풍속분포의 왜도(skewness)를 육상과 해상에서 모두 고려하였다(식 (3.1)).

$$Skewness = \frac{E((x - \bar{x})^3)}{[E((x - \bar{x})^2)]^{\frac{3}{2}}} \quad (3.1)$$

여기서 E 는 기대값을 나타낸다. x 는 측정값으로 풍속이다. \bar{x} 는 평균풍속을 의미한다. 풍향이 얼마나 고르게 분포하는지를 나타내는 풍향분산은 연간발전량에 영향을 미치는 인자이므로 고려하였다. 인접 계통연계망까지 거리는 해상 및 육상 송전망 구축 비용에 있어 중요한 인자이므로 해상과 육상에서 모두 고려하였다.

육상풍력발전의 경우 풍력터빈이 설치되는 고도에 따라서 해당지역의 공기 밀도, 온도, 풍속 등의 연간발전량과 공사비용 이 좌우된다. 육상지역에서는 고도가 지역별 풍력발전 경제성 차이를 결정할 것으로 예상하였다. 해상풍력발전의 경우 풍력터빈이 설치되는 고도는 모두 같으며 수심에 따라 자켓 및 풍력터빈 설치단가가 크게 좌우된다. 그러므로 해상의 경우는 수심을 경제성에 미치는 인자로 예상하였다. 민감도 분석을 통하여 실제 지역별 경제성에 영향을 미치는 주요인자를 파악하였다. 민감도

분석을 위해서 임의의 100개의 지역에 대해 내부수익률을 평가한 후 내부 수익률과 인자들간의 상관계수(correlation coefficient)를 계산하였다. 상관계수는 두 자료 사이의 상관관계를 나타내는 수치로서 식 (3.2)와 같이 정의된다.

$$\text{Correlation coefficient} = \frac{E[(x - \bar{x})(y - \bar{y})]}{\sigma_x \sigma_y} \quad (3.2)$$

여기서 x 와 y 는 비교하고자 하는 두 자료의 종류를 의미하며 σ_x , σ_y 는 각 자료의 표준편차를 의미한다. 육상풍력발전에서 앞에서 선정한 인자들에 대해 민감도 분석을 한 결과는 Fig. 3.8과 같다.

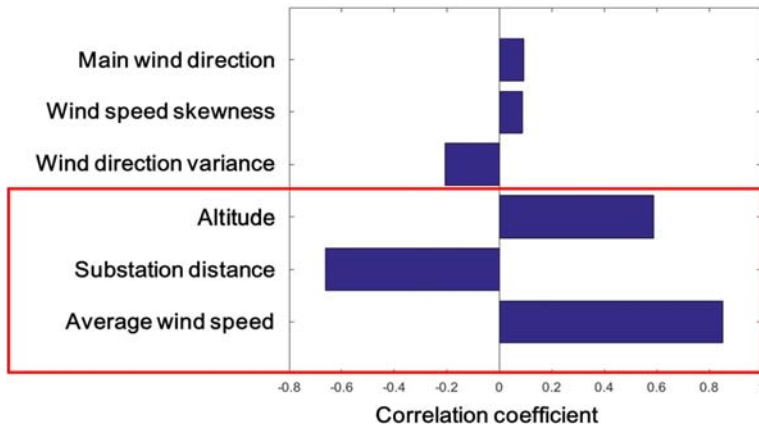


Fig. 3.8 Sensitivity analysis result of parameters affecting onshore wind farm economy

육상 풍력발전에서는 고도, 인접 변전소까지의 거리, 평균풍속에 의해 경제성이 가장 많이 영향을 받는다는 것을 알 수 있었다. 고도가 높을수록 평균풍속이 클수록 인접변전소까지의 거리가 짧을수록 내부수익률이 증가한다. 이를 통해 육상풍력발전 인공지능망의 입력자료로서 고도, 인접 변전소까지의 거리, 평균 풍속을 선정하였다.

해상풍력발전에서 앞에서 선정한 인자들에 대해 민감도 분석을 한 결과는 Fig. 3.9와 같다. 변전소까지의 거리와 평균 풍속과 같은 인자들의 민감도는 육상풍력발전과 거의 유사한 경향을 보임을 알 수 있다. 해상에서의 주요인자로 선정한 수심은 깊을수록 내부수익률이 감소함을 확인 할 수 있다.

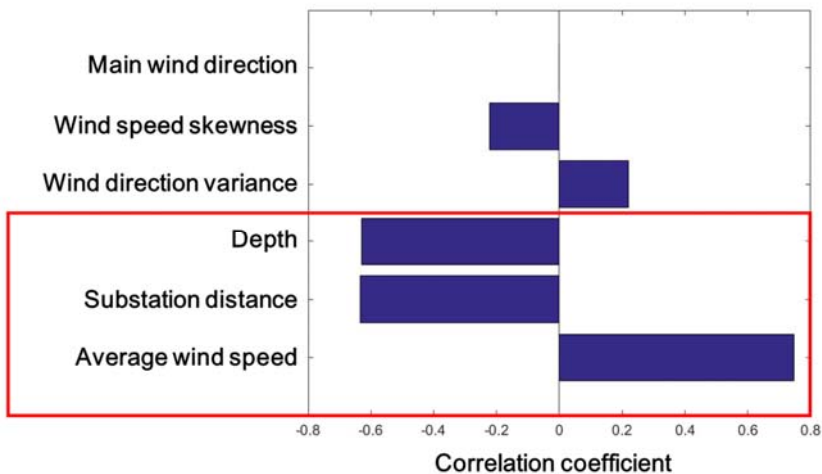


Fig. 3.9 Sensitivity analysis result of parameters affecting offshore wind farm economy

이러한 결과를 바탕으로 해상 풍력발전에서는 수심, 인접 변전소까지의 거리, 평균풍속에 의해 경제성이 가장 많이 영향 받는다는 것을 확인하였다. 이는 위의 세가지 인자가 경제성을 결정하는 주요 인자임을 보여준다. 따라서 해상풍력발전 인공신경망의 입력자료로서 수심, 인접 변전소까지의 거리, 평균 풍속을 선정하였다.

입력 및 출력인자들을 통해 인공신경망이 적절히 학습되는지 검증하기 위하여 각각의 인자로 인공신경망을 구축한 뒤에 예측 성능을 확인해보았다. Fig. 3.10과 같이 육상에 대해 임의의 50개 지점을 선택하여 해당지역들의 경제성을 도출한 뒤 인공신경망을 학습하여 구축하였다. 해상의 경우는 Fig 3.11와 같이 임의의 100개 지역을 선택하여 인공신경망을 구축하였다.

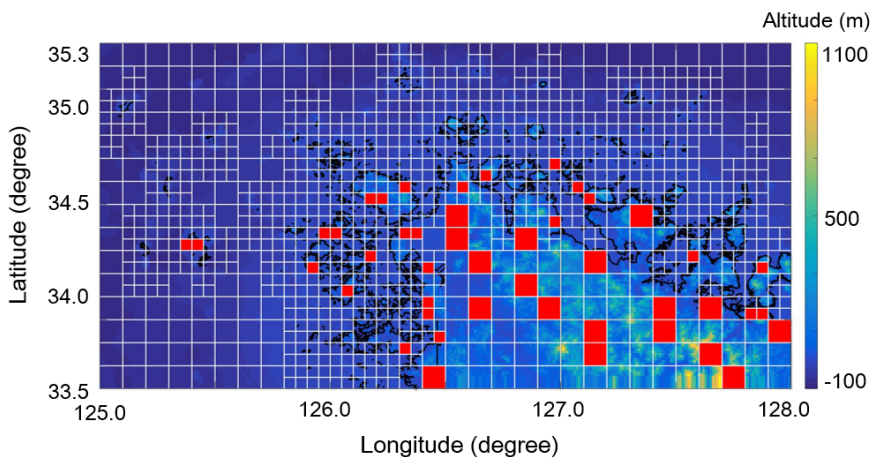


Fig. 3.10 Example of randomly sampled onshore area for ANN training

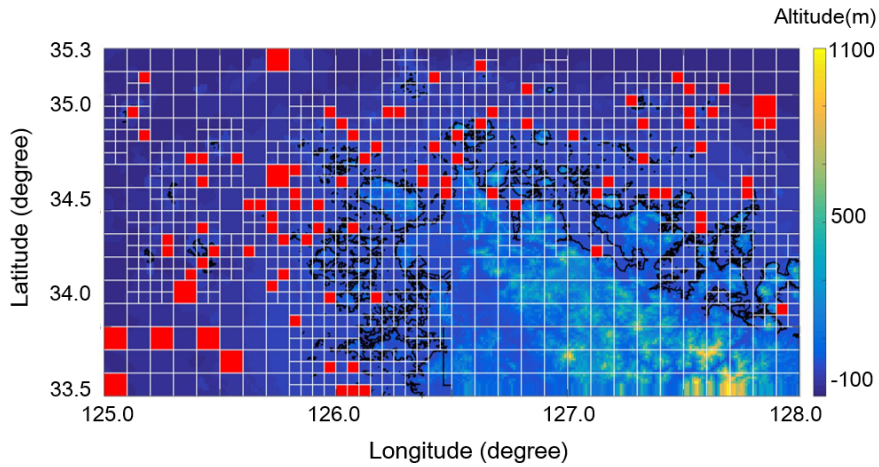


Fig. 3.11 Example of randomly sampled offshore area for ANN training

학습에 사용되는 입출력 자료는 학습자료 세트, 검증자료 세트, 테스트자료 세트로 나뉘며 각각의 성능을 확인함으로써 인공신경망의 성능을 확인할 수 있다. Fig. 3.12과 Fig. 3.13는 육상풍력발전에서 학습한 인공신경망의 성능을 나타낸다. Fig. 3.12는 인공신경망으로 예측된 값과 실제 값을 회귀 분석한 결과를 나타낸다. 학습자료 쌍, 검증자료 쌍, 테스트자료 쌍에서 모두 상관계수의 제곱(R^2)이 1에 가까워 높은 성능을 보임을 확인할 수 있었다. Fig. 3.13은 인공신경망으로 예측된 값과 실제 값의 오차히스토그램을 나타낸다. 출력 값인 내부수익률의 범위가 0 ~ 10%인 것을 감안하면 오차가 크지 않음을 알 수 있었다. 이를 통해 육상풍력발전에서는 인공신경망이 적절하게 구축됨을 확인하였다.

Fig. 3.14와 Fig. 3.15는 해상풍력발전에서 학습한 인공신경망의

성능을 나타낸다. Fig. 3.14는 해상풍력발전의 회귀분석결과를 나타내며 Fig. 3.15은 오차 히스토그램이다. 육상의 경우와 마찬가지로 인공신경망이 적절한 성능을 가진 것으로 분석되며 해상풍력발전에서도 인공신경망이 적절하게 구축될 수 있음을 확인하였다.

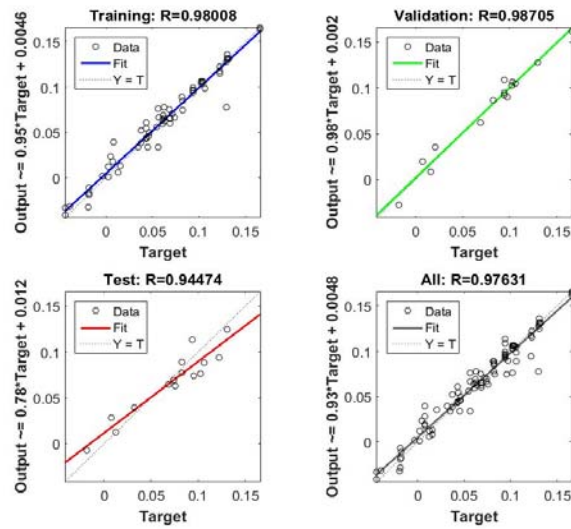


Fig. 3.12 Regression plot for verifying onshore ANN training.

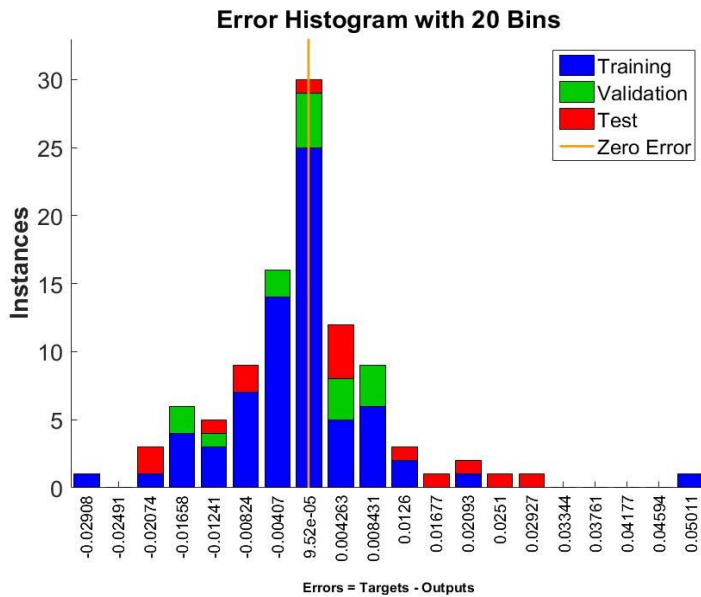


Fig. Fig. 3.13 Error histogram for verifying onshore ANN training.

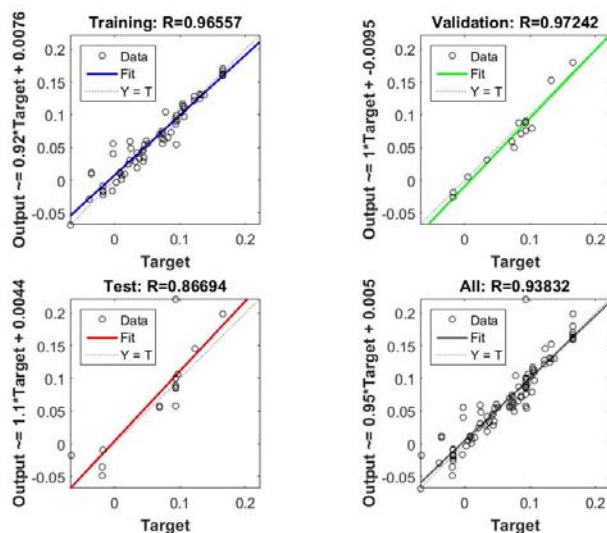


Fig. 3.14 Regression plot for verifying offshore ANN training.

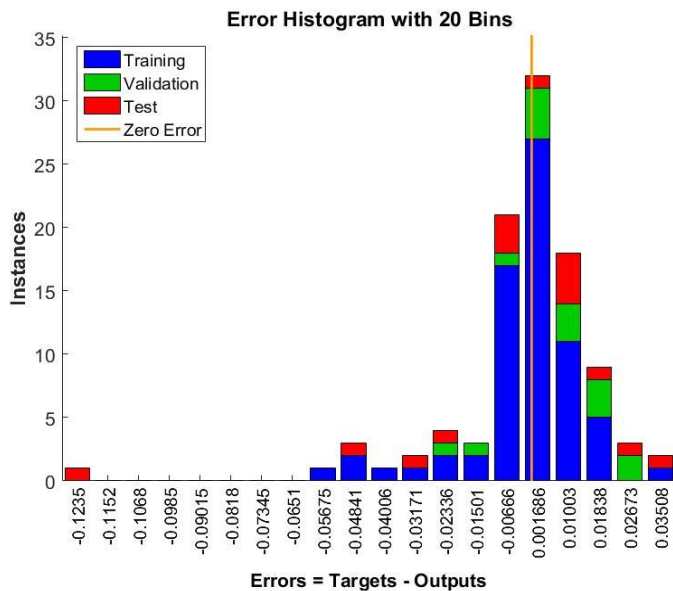


Fig. 3.15 Error histogram for verifying offshore ANN training.

3.4 개발된 풍력발전사업 최적화 시스템

개발된 풍력발전사업 최적화 시스템은 최종적으로 아래 Fig. 3.16과 같은 과정을 거쳐 최적 사업모델을 도출하게 된다. 모든 연산은 MATLAB을 통해 구동된다.

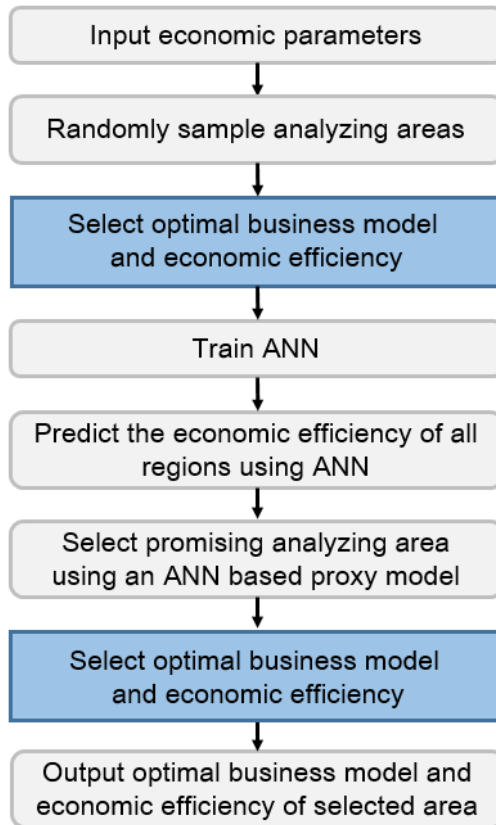


Fig. 3.16 Flowchart of overall proposed system.

첫째, 분석조건으로 원하는 각종 경제성 인자를 입력한다. 편의를 위하여 경제성 인자들은 모두 엑셀 파일을 통해 입력할 수 있게 하였다. 각 경제성 인자들의 기본값들이 사전에 설정되어 있어 원하는 인자들만 바꿈으로써 분석조건을 설정할 수 있다. 입력 경제성인자들은 크게 네 부분으로 나뉘며 각기 다른 엑셀 시트에서 입력된다.

Fig. 3.17은 풍력발전소 설치에 필요한 비용인자들을 입력하는 엑셀 시트를 나타낸다. 풍력발전소 설치와 관련된 인자들에는 초기사업비용, 부대비용, 풍력터빈단가, 운영비용, 공사비용, 자켓 단가 등의 비용인자들이 있다. Fig. 3.18은 송전망 구축에 필요한 비용 인자들을 입력하는 엑셀 시트를 보여준다. 송전망 구축과 관련한 인자들에는 육상 및 해상에서의 송전선로 종류별 km당 설치 비용, 육상 및 해상 변전소 설치 비용 등이 있다. Fig. 3.19는 경제성 분석을 위해 가정되는 인자들을 입력하는 엑셀 시트를 보여준다. 경제성 분석을 위해 가정되는 인자에는 할인율, 물가상승률, 총 사업기간, 초기 투자금 투입 기간, 연도별 초기 투자금 투입 비율, 사업 시작연도 등이 있다. Fig. 3.20은 편익 산출을 위한 인자들을 입력하는 엑셀 시트를 나타낸다. 연도별 SMP, REC 비용의 추정 값을 입력하게 된다.

Wind farm cost	
Jacket price	
3MW	₩ 1,705,000,000
5MW	₩ 2,212,000,000
Accessory cost	
Onshore	₩ 46,030,000
Offshore	₩ 115,075,000
Initial business cost	
Onshore	₩ 46,030,000
Offshore	₩ 115,075,000
Turbine price	
GE-3.0	₩ 5,900,000,000
Hyosung-5.0	₩ 6,600,000,000
Hyundai-5.5	₩ 8,300,000,000
V112-3.0	₩ 5,200,000,000
SWT-3.2	₩ 5,900,000,000
DS-3.0	₩ 5,500,000,000
Construction price	
Onshore	₩ 750,000,000
Offshore(5~20m)	₩ 1,183,000,000
Offshore(20~40m)	₩ 2,609,000,000
Offshore(40~55m)	₩ 3,246,000,000

Fig. 3.17 Input Excel sheet for wind farm installation.

Power transmission cost	
Onshore line cost	
22.9kV	658,000,000
154kV overhead 2line	1,085,000,000
154kV overhead 4line	2,302,000,000
154kV underground 4line	11,491,000,000
345kV overhead 2line	2,312,000,000
345kV overhead 4line	4,333,000,000
345kV underground line	14,011,000,000
Onshore substation cost	
154kV	₩ 2,596,000,000
Offshore substation cost	
154kV	₩ 4,110,000,000
Offshore substation cost	
22.9kV	₩ 2,592,000,000
154kV	₩ 2,775,000,000

Fig. 3.18 Input Excel sheet for power transmission.

Economic analysis parameters	
Energy cost parameters	
Average SMP	115 ¥/kwh
Average REC	45 ¥/kwh
Average RPS	160 ¥/kwh
CAPEX investment ratio	
2013	0.2
2014	0.4
2015	0.4
Economic analysis parameters	
Project life	22 yrs
Installation period	2 yrs
Inflation	2.5%
NPV interest	9%
Project start	2013

Fig. 3.19 Input Excel sheet for economic analysis.

Energy cost prediction				
Years	2017	2018	2019	2020
SMP (¥/kwh)	170.2	157.8	155.4	148.9
REC (¥/kwh)	64.9	75.4	66.7	67.5
Years	2021	2022	2023	2024
SMP (¥/kwh)	145.4	147	144.7	143
REC (¥/kwh)	67.9	64.9	66.4	64.9

Fig. 3.20 Input Excel sheet for energy cost evaluation.

입력한 경제성 인자를 활용하여 개발된 시스템은 인공신경망 구축을 위해 임의의 격자들을 선택한다. 육상의 경우 50개, 해상의 경우 100개의 격자를 선택하도록 하였다. 선택한 지역들에 대하여 3.2절의 최적 풍력발전모델 선정과정을 거쳐 IRR을 계산한다.

최적 풍력발전모델 선정은 3.2절에서 언급한 바와 같이 WAsP 11을 통해 인접 기상탑 기상자료를 활용하여 분석 지역의 기상을 예측한다. 그리고 가능한 모든 시나리오를 생성하여 각 시나리오 별 연간발전량을 WAsP 11을 통해 계산하며 모든 시나리오에 대해 경제성 분석을 수행하여 최적 발전모델과 개별 모델의 경제성을 도출하게 된다.

그리고 임의의 샘플링된 지역들의 최적 경제성 결과를 바탕으로 인공신경망을 구축한다. Fig. 3.21와 Fig. 3.22는 전남과 제주지역에 대하여 프록시 모델을 구축한 예시를 보여준다. 프록시 모델을 통해 유망한 지역들을 선별할 수 있다. 유망지역 중에 세부적인 경제성과 최적 사업모델을 도출할 지역을 GUI(graphic user interface) 환경 내에서 Fig 3.23과 Fig.3.24와 같이 선택한다.

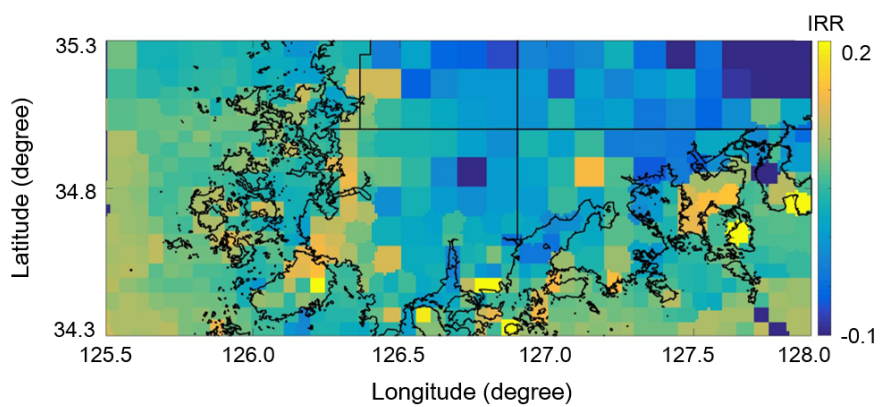


Fig. 3.21 Proxy model in Jeonnam region.

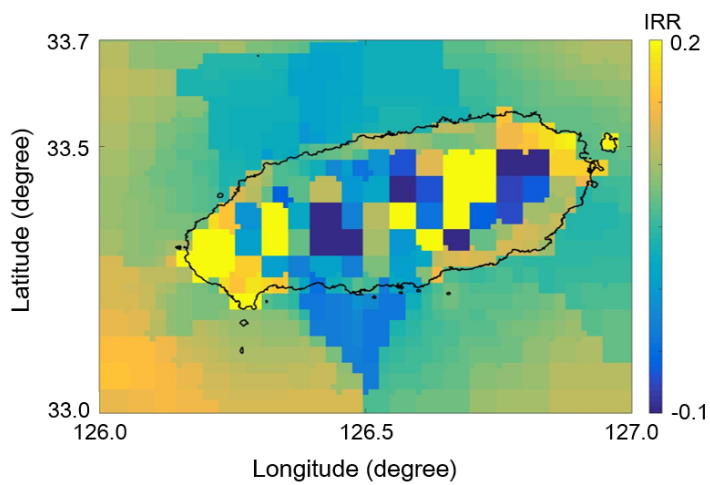


Fig. 3.22 Proxy model in Jeju.

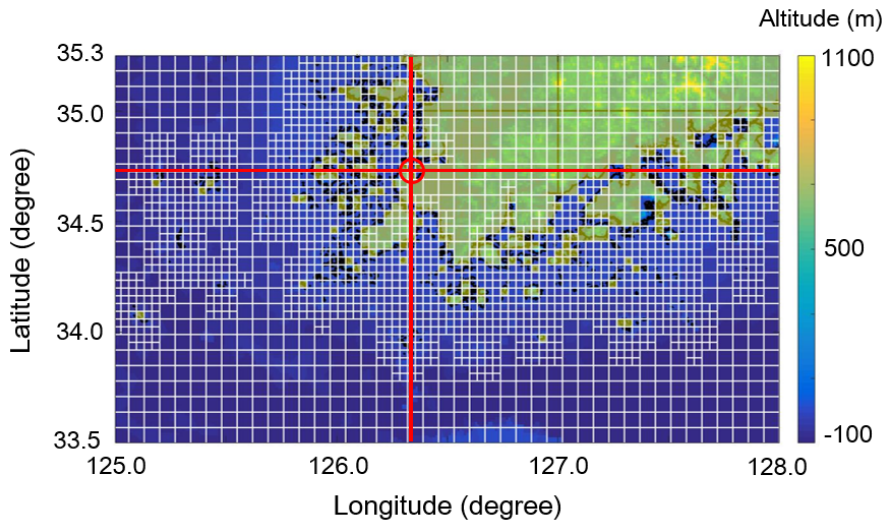


Fig. 3.23 Analyzing area selection in Jeonnam region.

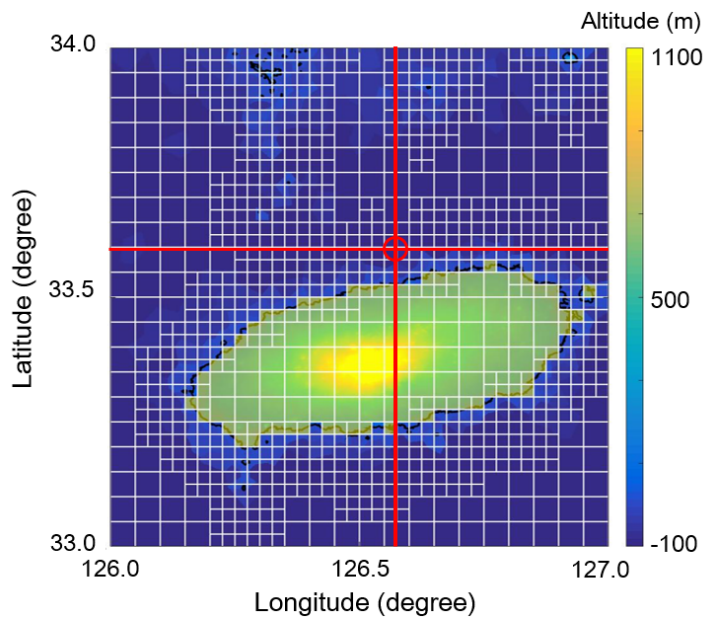


Fig. 3.24 Analyzing area selection in Jeju.

세부 분석지역을 선택한 이후에는 마찬가지로 3.2절의 최적 풍력발전 사업 선정과정을 거쳐 그 지역의 최적 풍력발전사업모델과 경제성을 도출한다. 그 결과 파일은 엑셀 파일로 출력되도록 하였다. 출력 엑셀 파일은 크게 두 부분으로 나누어진다. 첫 번째로 Fig. 3.25와 같이 선정된 최적 풍력발전사업모델의 정보를 출력한다. 최적 풍력발전 사업모델 정보에서는 현재 분석지역의 위치와 육상풍력발전인지 해상풍력발전인지를 알려준다. 최적 풍력발전규모와 풍력터빈기종, 터빈들의 설치개수, 연간예상발전량 등의 최적 풍력발전소 설치계획에 관한 정보를 준다. 설치되는 송전선로 종류와 길이, 그리고 연계 변전소에 대한 정보 역시 제공하며 추가적인 변전소 설치 여부와 설치할 경우에는 그 규모까지 출력한다. 두 번째로 그 사업계획으로 진행하였을 때 얻을 수 있는 경제성을 Fig. 3.26과 같이 엑셀 시트에 출력한다. 기본적으로 상세한 현금흐름표를 출력하며 그 때의 내부수익률과 순현재가치 등의 정보까지 출력한다.

Optimized business plan			
Type		Position	
Onshore		Latitude	126°
		Longitude	35°
Wind farm plan		Power transmission line plan	
Turbine type	V112-3.0	Voltage	154kV
Turbine capacity	3MW	Total length	15km
Turbine No.	33ea	Substation	569
Wind farm capacity	100MW	Substation plan	
AEP	2.5×10^8 MW	Installation	Y
		Number	4banks

Fig. 3.25 Output Excel sheet for optimized business model.

Economic analysis result				
Cash flow	2011 0.2	2012 0.4	2013 0.4	2014 0.3
CAPEX	42,658,100,000	127,974,000,000	127,974,000,000	0
Revenue	0	0	0	66,202,000,000
OPEX	0	0	0	8,301,213,000
Net cash flow	-42,658,100,000	-127,974,000,000	-127,974,000,000	57,921,000,000
NPV	17,572,840,000			
IRR	9.5%			

Fig. 3.26 Output Excel sheet for the optimized economic analysis result.

4. 사례 분석 및 최적화

개발된 풍력발전모델 최적화 프로그램을 다양한 지역에 적용하여 그 활용성과 신뢰도 등을 검증하고자 하였다. 먼저, 기존에 면밀한 사업성 검토가 이루어진 전남 신안군 지역, 대략적인 사업 계획만 수립된 전라남도 자은도 지역, 기존 사업성 검토 결과가 존재하는 제주도 한경면 인근 해상에 프로그램을 적용하였다. 또한, 인공신경망 기반 프록시 모델에서 유망지역으로 선별된 지역들에 최적화를 수행하여 프록시 모델의 신뢰성과 앞으로의 제주도와 전라남도 지역의 풍력발전 가이드라인을 제시하고자 하였다.

4.1 사례분석

4.1.1 전남 신안군 지역

최적화 시스템을 기존에 구체적인 사업 분석이 이루어진 지역인 전라남도 신안군 해안지역에 적용하였다. 프로그램으로부터 얻은 결과를 실제 사업성 분석 결과와 비교하여 개발된 시스템의 신뢰성과 활용성을 검증하고자 하였다.

구체적인 분석지역은 Fig. 4.1과 같으며 전라남도 신안군의 위도 34.9도 경도 126도 근방의 해안가이다. 해당지역은 수개월이상의 세부적인 사업 타당성 검토가 사전에 수행하였고, 해당 지역의

경제성과 함께 최적의 풍력발전사업 모델을 도출하였다. 그 결과 세전 내부수익률이 15.8% 정도의 높은 경제성을 가질 것으로 예상되어 실제 사업지역으로 선정되었다. 100MW 급의 풍력발전단지를 설치하는 것으로 결정되었다. 기존 사업성 분석에서는 총 프로젝트 기간을 22년으로 가정하였으며 초기 투자는 2년안에 모두 이루어진다고 가정하였다. 다른 경제성 분석 인자들을 Table 4.1과 같이 가정하였다. 또한, 매년 SMP와 REC 가격의 변동을 Fig. 4.2와 같이 가정하였다. 본 연구에서는 개발한 시스템에서 동일하게 사용하였다.



Fig. 4.1 Analyzed area in Sinan-gun

Table 4.1 Economic assumptions used in Sinan-gun analysis

Parameters	Values
Project life (yrs)	22
Project start year	2013
Investment percentage in 2013 (%)	8.3
Investment percentage in 2014 (%)	91.7
Inflation (%)	2.5
Discount rate for NPV (%)	9

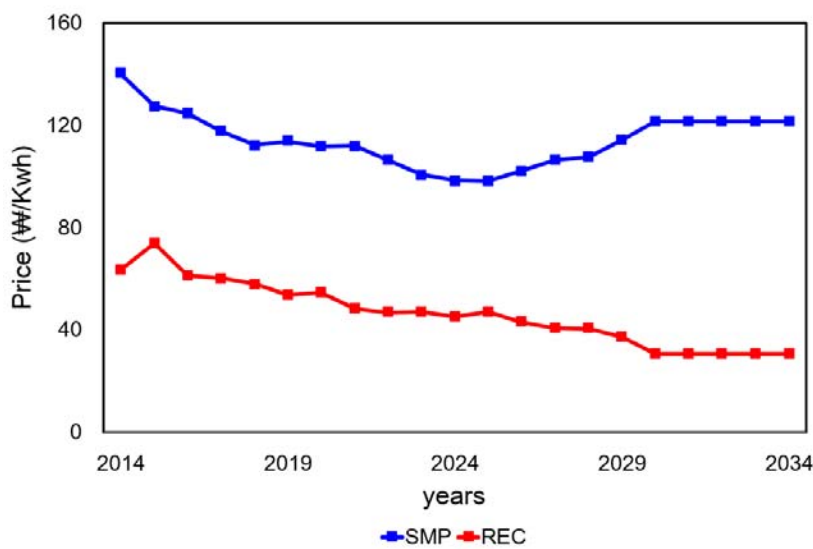


Fig. 4.2 Assumed SMP and REC change in Sinan-gun analysis

인공신경망을 통해 구축한 프록시 모델은 Fig. 4.3과 같다. 프록시 모델상에서 노란색에 가까울수록 높은 경제성을 갖는다. 그림 상에서 빨간색으로 표시한 지역이 신안군내 분석지역이며 다른 지역들과 비교해서도 비교적 높은 경제성을 가지고 있음을 알 수 있다.

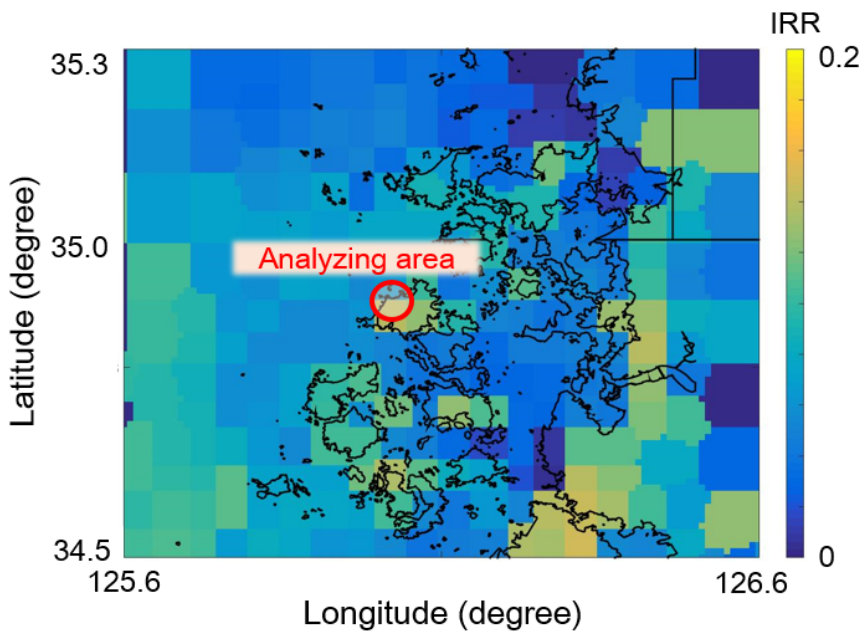
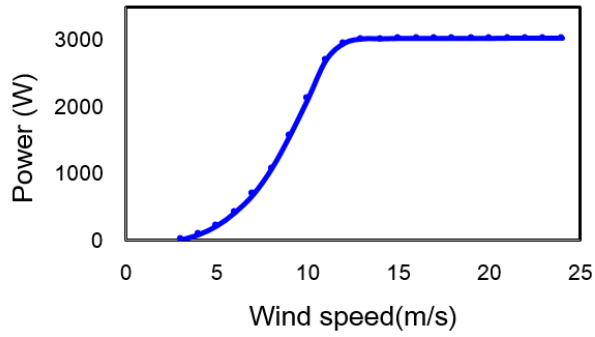


Fig. 4.3 Proxy model result in Sinan-gun analysis

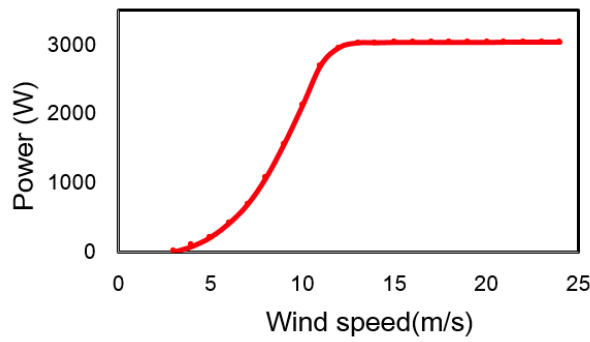
다음으로 제안 시스템을 사용하여 분석지역에 대해 구체적인 최적 풍력발전사업 모델과 그때의 경제성을 도출하여 실제 사업성 검토 세부결과와 비교하였다. 먼저, 풍력발전사업 모델부터 비교하면 개발된 시스템 내에서는 최적의 풍력발전사업 규모는 100MW급으로 도출 되었다. 이는 기존 사업성 분석결과와 일치한다. 개발된 시스템의 풍력터빈기종 최적화 결과와 기존 사업성 검토에서 선정한 풍력터빈 기종을 비교하였다. 기존 사업성 검토에서는 해당지역에서의 최적 풍력터빈기종에 관한 분석 없이 Siemens사의 SWT 3.2 18대 두산의 WinDS3000 TC2를 14대 사용하는 것으로 결정하였다. 개발된 시스템은 Siemens사의 SWT 3.2, 두산의 WinDS3000 TC2, Vestas사의 V112, 총 세 종류의 풍력터빈에 대하여 분석을 수행하여 최적의 풍력터빈기종을 결정하였다. 고려한 풍력터빈 기종들 각각의 성능곡선은 Fig 4.4와 같다.

개발된 시스템의 분석결과 각각의 모델을 사용하였을 때의 풍력발전사업의 순현재가치는 Table 4.2로 도출되었다. 두산의 WinD3000 TC2 모델이 가장 낮은 경제성을 보였으며 본 풍력발전사업에서의 최적 풍력터빈기종은 Vestas사의 V112으로 분석되었다. Vestas V112를 사용하는 것의 경제성을 두산의 WinD3000 TC2 모델을 사용하였을 때와 비교해보면 그 NPV값에 있어 37.8% 정도의 큰 차이를 보임을 확인 할 수 있다. 요컨대, 본 연구에서 제안한 풍력터빈기종 최적화가 정확한 사업성 검토를 위해 중요하며 본 연구에서 개발된 시스템을 활용하면 기존 사업성 검토

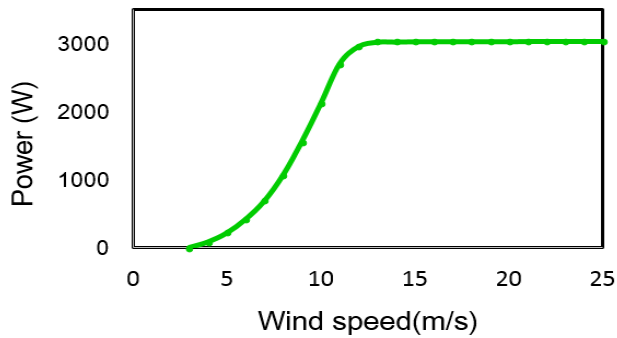
결과에 대한 개선 역시 가능하다는 것을 확인 할 수 있다.



(a) Doosan WinDS3000 TC2



(b) Siemens SWT 3.2



(c) Vestas V112 3.0

Fig. 4.4 Power curves of wind turbines for Sinan-gun analysis.

Table 4.2 Optimized NPVs with different wind turbines in Sinan-gun analysis

Turbine names	NPVs(MM₩)
Doosan WinDS3000 TC2	76,927
Siemens SWT 3.2	110,301
Vestas V112 3.0	111,194

두 사업모델의 비교결과를 요약하면 Table 4.3과 같다. 송전망 구축의 경우에는 기존 사업성 분석 결과에서 개발된 시스템으로 분석한 결과 모두에서 154kV 변전소를 풍력발전소 인근에 신설하는 것으로 도출되었다. 두 결과에서 모두 변전소 내 승압기는 총 4bank 설치하는 것으로 나타났고, 승압된 전력을 기존 154kV 계통연계망에 연결하는 것으로 제안되었다. 이와 같이 개발된 시스템으로 최적화된 최종 풍력발전사업 모델과 기존 사업성 분석 결과에서 도출된 풍력발전사업 모델은 풍력터빈기종을 제외하면 거의 유사함을 알 수 있다.

개발된 시스템으로 도출된 최종 풍력발전사업 경제성과 기존 사업성 평가를 통해 도출된 경제성을 비교하였다. 순현재가치의 경우 3.3%, 내부수익률은 3.7% 정도의 오차를 보였다. 유의한 오차 범위 내에서 개발된 시스템으로 도출된 경제성 인자 값이 실제 사업성 평가 결과로 도출된 인자와 유사함을 확인할 수 있었다.

두 결과의 총 CAPEX, OPEX, 편익을 비교하면 상대적으로 편익에서의 오차가 가장 큰 것을 확인 할 수 있다. 이러한 순현재흐름, CAPEX, OPEX, 편익흐름에서의 오차는 기존 사업성

분석과 개발된 시스템에서 사용하는 비용인자 값, 발전량 예측에 사용한 기상자료, 선정된 풍력터빈 기종 등이 서로 달라 발생하는 것으로 분석된다. 하지만, 전반적으로 개발된 시스템으로 도출된 경제성 분석 결과는 실제 사업성 검토의 결과와 유사한 결과를 보이는 것을 확인 할 수 있었다.

Fig. 4.5는 순현금흐름을 비교한 결과를 나타낸다. 개발된 시스템의 결과와 기존 사업성 평가 결과가 비슷한 순현금흐름을 갖는 것을 확인 할 수 있다. 순현금흐름에서의 평균오차는 4.02%정도이다. Fig. 4.16 ~ Fig. 4.18은 두 결과의 연간 CAPEX, OPEX, 편익 흐름을 비교하여 나타낸다.

Table 4.3 Results of the proposed optimization system and previous business analysis in Sinan-gun analysis

Business model	Previous analysis	Proposed optimization system
Capacity (MW)	100	100
Wind turbines	Simens SWT3.2, Doosan WinDS3000 TC2	Vestas V112
Wind turbine numbers	32 -SWT3.2: 14 -WinDS3000 TC2: 18	33
Substation	Construct 154kV 4bank	Construct 154kV 4bank
NPV (MM₩)	71,227 MM₩	68,904 MM₩
IRR (%)	13.5	13.0
CAPEX (MM₩)	268,913	259,828
OPEX (MM₩)	192,765	196,580
Revenue (MM₩)	940,083	908,273

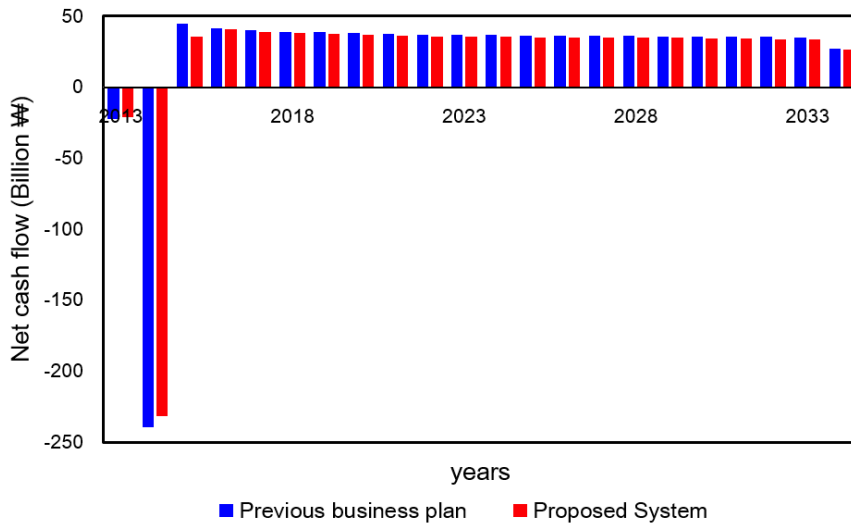


Fig. 4.5 Net cash flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Sinan-gun analysis

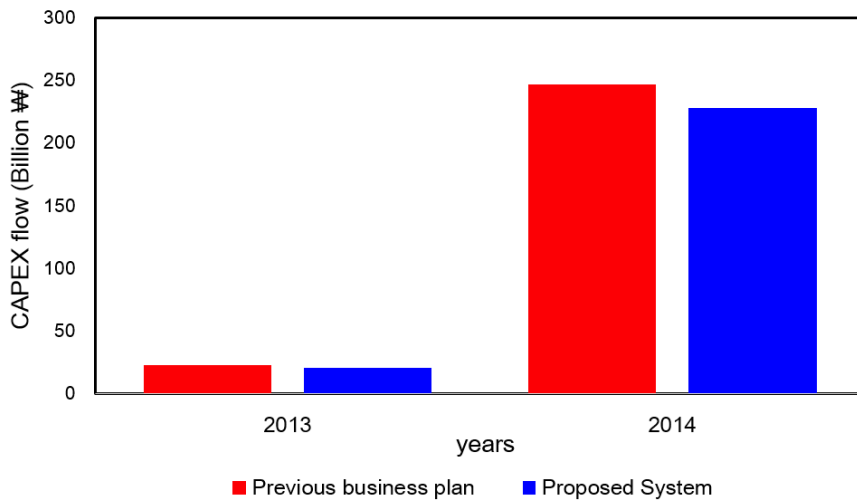


Fig. 4.6 CAPEX flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Sinan-gun analysis

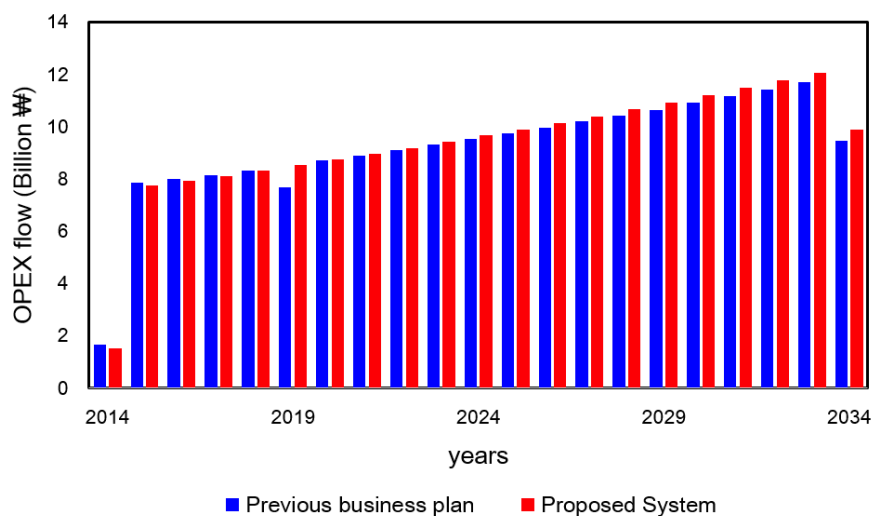


Fig. 4.7 OPEX flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Sinan-gun analysis

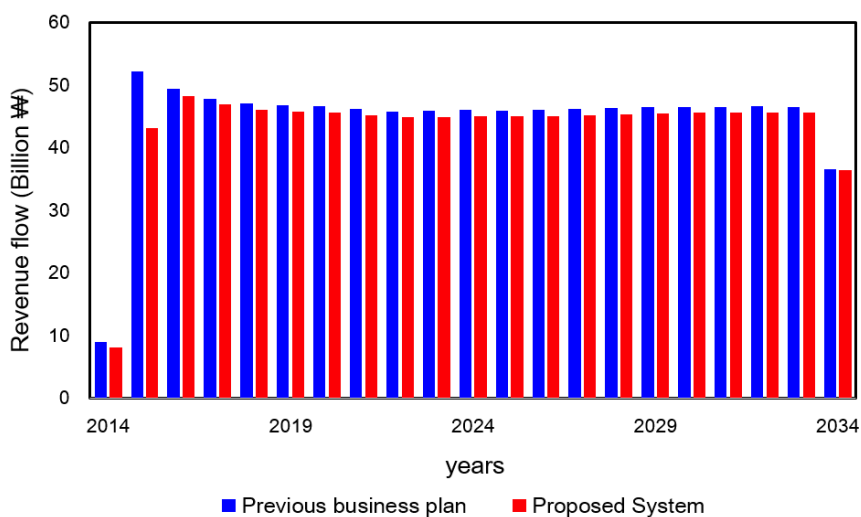


Fig. 4.8 Revenue flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Sinan-gun analysis

본 연구에서 개발한 시스템은 신안군 해안지역에 대해 대략 수십 초의 연산만으로 최적화 된 풍력발전사업 모델과 경제성 결과를 도출하였다. 수개월에 걸쳐 이루어진 기존의 사업성 분석 결과와 비교하였을 때 유사한 경제성 분석 결과를 보이며 높은 신뢰성을 검증하였다. 또한, 개발된 프로그램을 통해서 기존 사업성 검토에서는 분석하지 않았던 최적 풍력터빈기종까지 제안할 수 있음을 확인하였다.

4.1.2 전남 자은도 지역

개발된 최적화 시스템을 전라남도 신안군 자은도의 육상지역에 적용하여 해당지역의 최적 풍력발전모델과 그때의 사업성을 분석하고자 하였다. 해당지역은 실제 사업을 위한 현재 부지 인허가 등의 작업이 진행되었다. 하지만, 아직까지 사업성 검토 단계이며 Siemens SWT-3.2 풍력터빈을 사용, 총 40MW 규모, 66kV 송전망 구축 등의 사업진행에 관한 대략적인 계획만 수립되어 있는 상태이다. 해당 자은도 지역은 40MW 규모로 사업을 진행했을 때의 구체적인 경제성 분석이나 최적 풍력발전사업 모델 선정 등은 이루어지지 않았다. 따라서 개발된 시스템을 사용하여 40MW시의 경제성을 도출하였다. 더 나아가 개발된 시스템 상에서의 최적 사업계획을 도출하였다.

구체적인 분석지역은 Fig. 4.9와 같으며 전라남도 신안군의 위도 34.8도 경도 126.1도 근방의 내륙지역이다. 본 연구의 사업성 분석에서는 총 프로젝트 기간을 23년으로 가정하였으며 초기투자는 3년안에 모두 이루어진다고 가정하였다. 다른 경제성 분석 인자들을 Table 4.4과 같이 가정하였다. 또한, 매년 SMP와 REC 가격의 예측은 관련 연구보고서(에너지경제연구원, 2012)를 고려하여 Fig. 4.10과 같이 가정하였다.



Fig. 4.9 Analyzed area in Jaeun-do.

Table 4.4 Economic assumptions used in Jaeun-do analysis

Parameters	Values
Project life(yrs)	23
Project start year	2013
Investment percentage in 2013(%)	30
Investment percentage in 2014(%)	30
Investment percentage in 2015(%)	40
Inflation(%)	3
Discount rate for NPV(%)	9

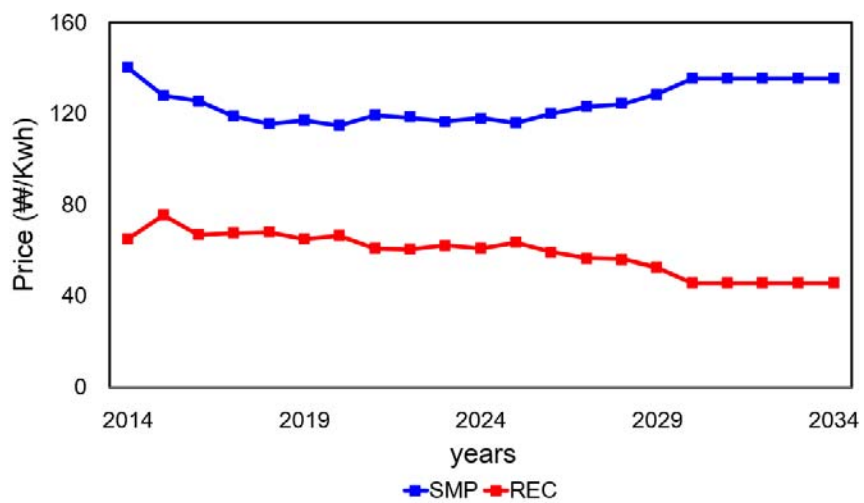


Fig. 4.10 Assumed SMP and REC change in Jaeun-do analysis

인공신경망을 통해 구축한 프록시 모델은 Fig. 4.11과 같다. 그림에서 빨간색으로 표시한 지역이 자은도 내 분석지역이며 앞의 신안군 해안지역 근방의 지역이다. 이는 다른 지역들과 비교해서도 비교적 높은 경제성을 가지고 있음을 알 수 있다. 해당 지역은 실제로도 사업이 예정되어 있는 높은 경제성의 지역이므로 앞서서와 같이 인공신경망 기반 프록시 모델을 사용한다면 효과적으로 유망한 지역을 사전에 선별 할 수 있음을 확인하였다.

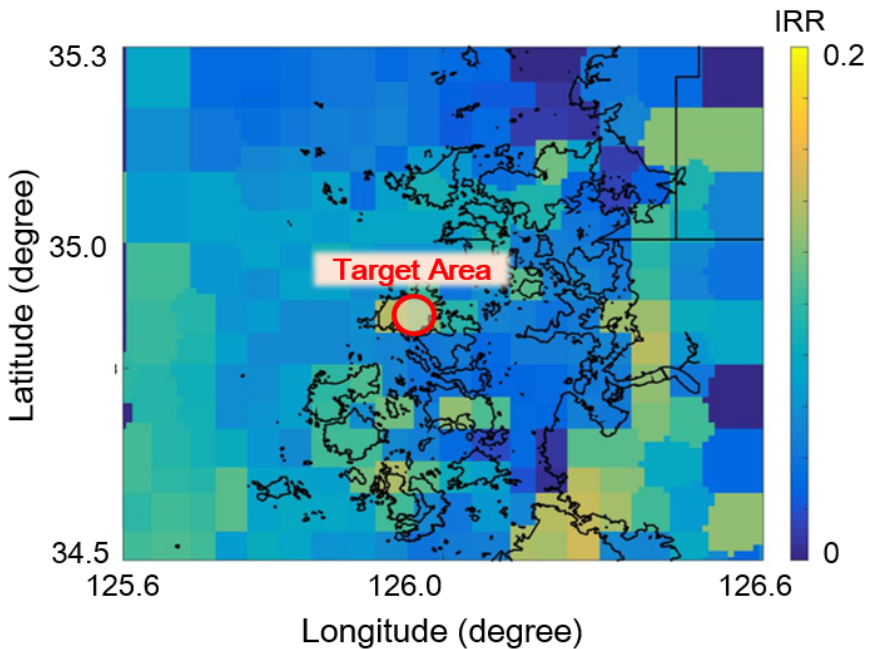


Fig. 4.11 Proxy model result in in Jaeun-do analysis

다음으로 개발된 시스템을 활용해 기존 40MW급 단지 사업계획으로 진행하였을 때의 경제성을 예측하고자 하였다. 기존 제안된 40MW급 단지 사업계획과 예측한 경제성은 Table 4.5와 같다. 풍력터빈을 SWT 3.2를 총 11개 설치하는 것으로 계획이 수립되었으며 66kV 변전소만 설치한 후에 이를 내륙지역의 안좌변전소에서 다시 승압하여 154kV 계통연계망에 연계하는 것으로 제안되었다. 내부수익률이 9.7% 정도로 비교적 높은 경제성이 예상되었다. 순현금흐름, CAPEX, OPEX, 편익 흐름은 Fig. 4.12~Fig. 4.15와 같이 분석되었다

Table 4.5 Previous business plan and predicted economic performance
in Jaeun-do analysis

Business model	Previous business plan
Capacity (MW)	40MW
Wind turbines	Simens SWT3.2,
Wind turbine numbers	11
Substation	Construct 66kV 2bank
Connected substation	Ahnjwa substation
NPV (MM W)	4,867
IRR (%)	9.7

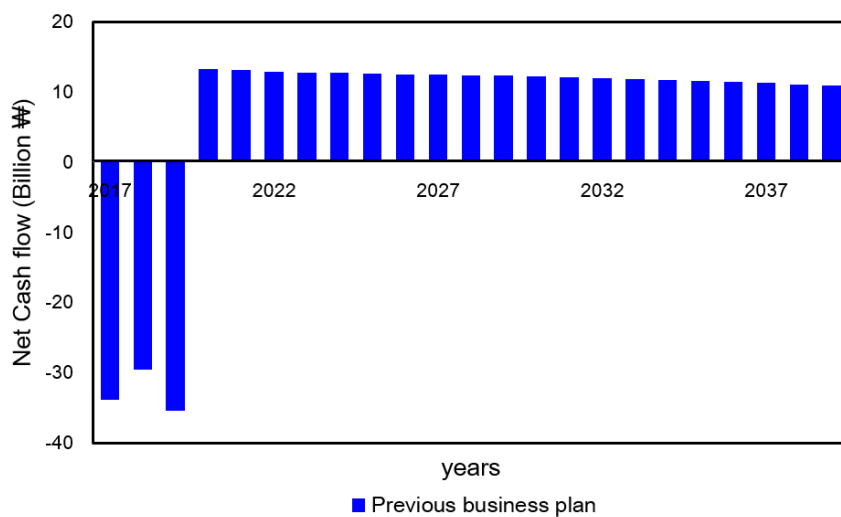


Fig. 4.12 Net cash flow result of the previous business plan
in Jaeun-do analysis

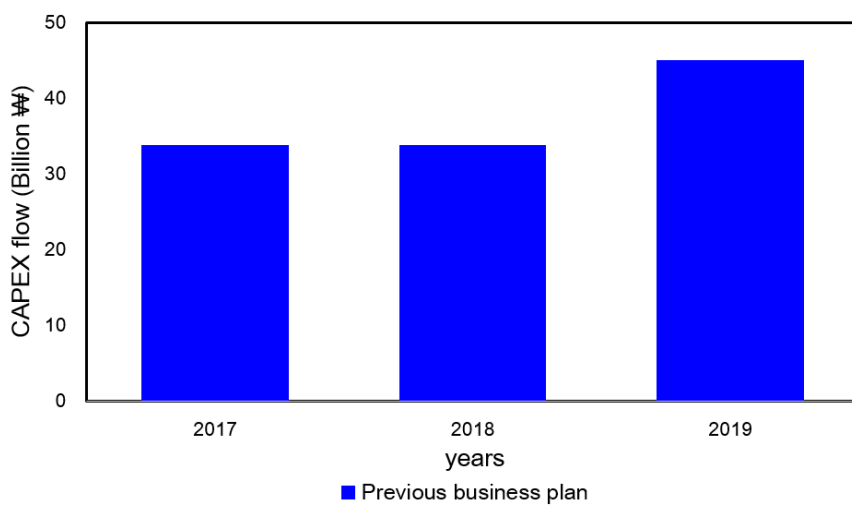


Fig. 4.13 Capex flow result of the previous business plan
in Jaeun-do analysis

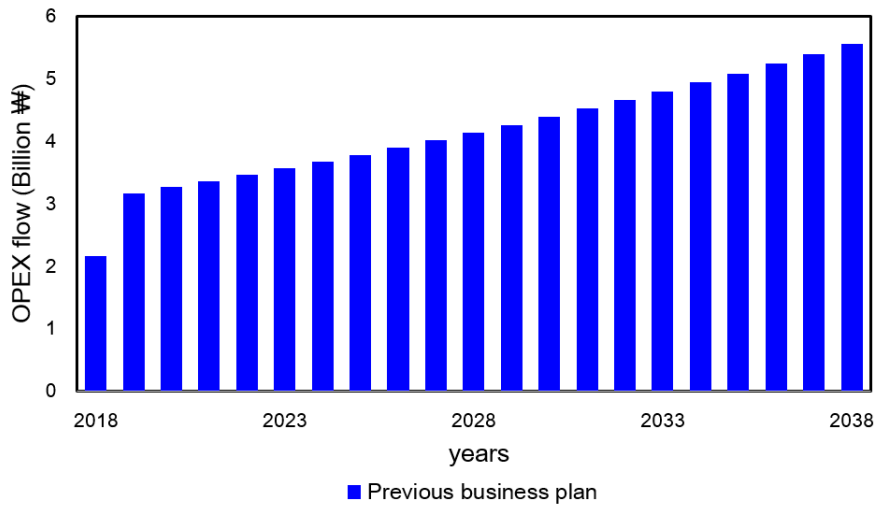


Fig. 4.14 OPEX flow result of the previous business plan in Jaeun-do analysis

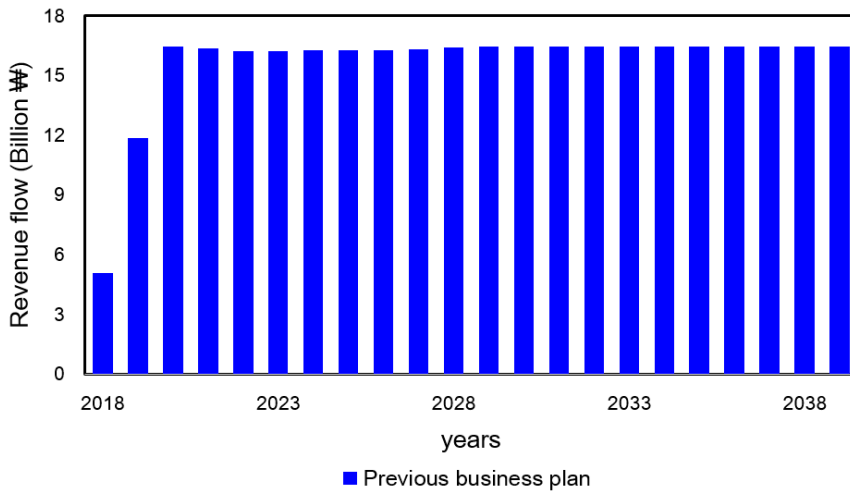


Fig. 4.15 Revenue flow result of the previous business plan
in Jaeun-do analysis

다음으로 개발된 시스템을 활용하였을 때의 해당 지역의 최적 사업계획 등을 분석하였다. 먼저, 풍력발전 규모는 100MW로 제안되었다. 또한, 풍력터빈기종 최적화 결과를 살펴보면 개발된 시스템은 Siemens사의 SWT 3.2, 두산의 WinDS3000 TC2, Vestas 사의 V112, 총 세 종류의 풍력터빈에 대하여 분석을 수행하여 최적의 풍력터빈기종을 결정하였다. 그 결과 기존의 계획과 마찬가지로 Siemens사의 SWT 3.2 기종이 선택되었다.

개발된 시스템의 분석결과 각각의 모델을 사용하였을 때의 풍력발전사업의 순현재가치는 Table 4.6으로 도출되었다. 두산의 WinD3000 TC2 모델이 가장 낮은 경제성을 보였으며 Vestas사의 V112과 Siemens 사의 SWT 3.2는 비슷한 경제성을 보였지만, Siemens 사의 SWT 3.2가 근소한 차이로 더 높은 순현재가치를 나타내었다.

Table 4.6 Optimized NPVs with different wind turbines in Jaeun-do analysis

Turbine names	NPVs(MM₩)
Doosan WinDS3000 TC2	17,612
Siemens SWT 3.2	38,293
Vestas V112 3.0	37,191

개발된 시스템을 통해 제안된 사업 모델과 경제성을 요약하면 Table 4.7과 같다. 송전망 구축의 경우에는 개발된 시스템으로 분석한 결과 154kV 변전소를 풍력발전소 인근에 신설하는 것으로 도출되었다. 변전소 내 승압기는 총 4bank 설치하는 것으로 나타났고, 승압된 전력을 안좌변전소에 연결하여 기존 154kV

계통연계망에 연계하는 것으로 제안되었다. 내부수익률은 11.2% 정도로 기존 사업계획보다도 높은 경제성을 보일 것으로 예상된다. 순 현금흐름, CAPEX, OPEX, 편익 흐름은 Fig. 4.16~Fig. 4.19와 같이 분석되었다.

Table 4.7 Result of the proposed optimization system in Jaeun-do analysis

Business model	Proposed optimization system
Capacity (MW)	100MW
Wind turbines	Simens SWT3.2,
Wind turbine numbers	31
Substation	Construct 154kV 4bank
Connected substation	Ahnjwa substation
NPV (MMW)	38,293
IRR (%)	11.2

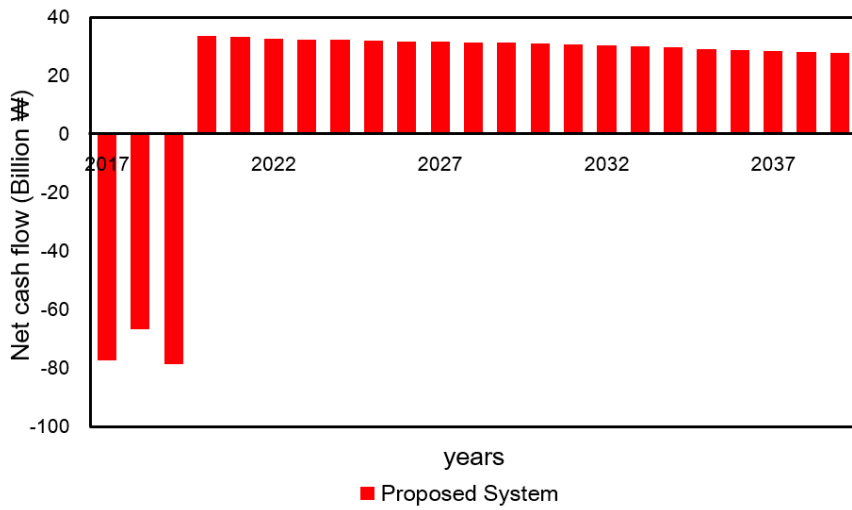


Fig. 4.16 Net cash flow result of the proposed optimization system in Jaeun-do analysis

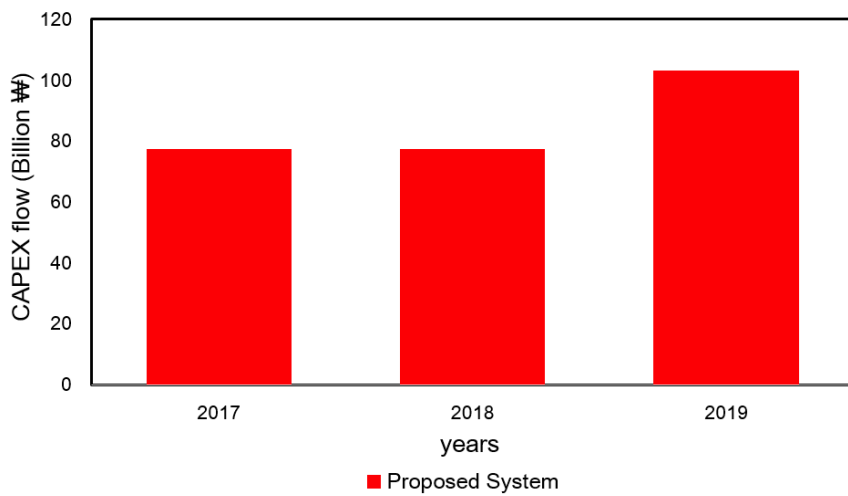


Fig. 4.17 CAPEX flow result of the proposed optimization system in Jaeun-do analysis

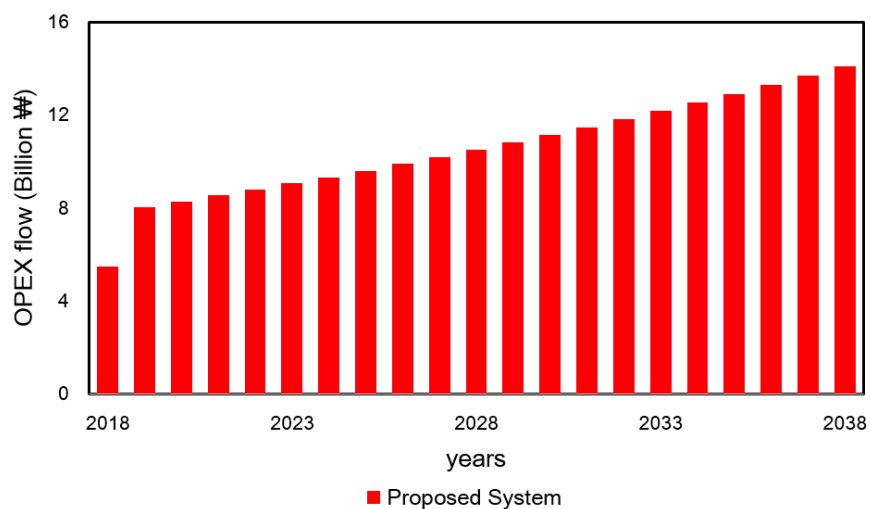


Fig. 4.18 OPEX flow result of the proposed optimization system
in Jaeun-do analysis

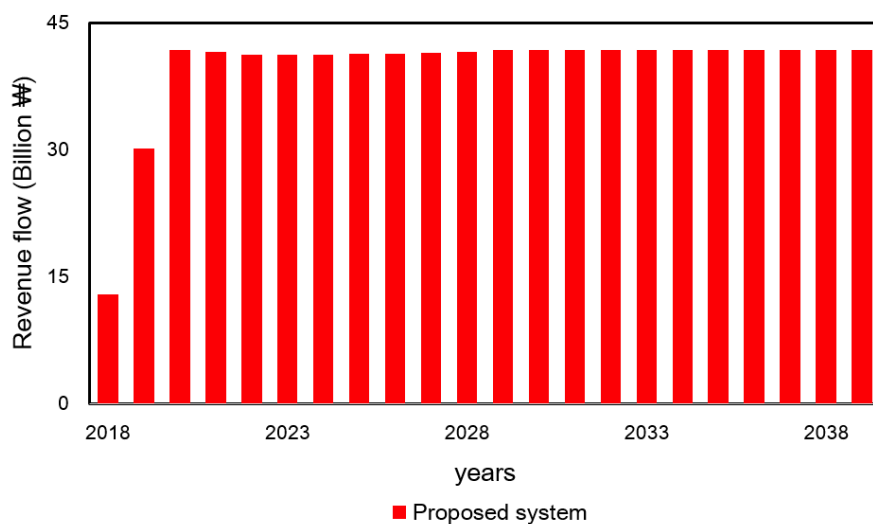


Fig. 4.19 Revenue flow result of the proposed optimization system
in Jaeun-do analysis

자은도 육상발전예 대해서는 기존 사업계획으로 사업을 진행하였을 때의 경제성 등이 도출되지 않았다. 하지만 개발된 시스템의 경제성분석을 사용하여 기존 계획으로 사업을 진행했을 때의 경제성을 도출할 수 있었다.

개발된 시스템을 통해서 또한 해당 지역의 최적 풍력발전사업 모델을 결정할 수 있었고, 이는 기존에 세워진 사업계획과 상이하였다. 이러한 결과들은 향후에 사업자가 해당 지역에서의 풍력발전사업을 개선하고 경제성을 검토하는데 있어 유용하게 사용될 수 있을 것이다.

4.1.3 제주 한경면 지역

개발된 최적화 시스템을 제주도 지역에서도 적용하여 검증하고자 하였다. 세부 분석지역은 제주특별자치도 제주시 한경면 인근 해상으로 구체적인 분석지역은 Fig. 4.20과 같다. 해당지역은 앞의 전남 신안군 해안지역과 마찬가지로 세부적인 사업 타당성 검토가 사전에 수행되었고, 경제성과 함께 최적의 풍력발전사업 모델이 도출된 바 있다. 기존의 사업성 검토결과 9.49%의 내부수익률을 보였으며 총 100MW급 단지가 설치하는 것으로 계획이 수립된 된 바 있다.



Fig. 4.20 Analyzed area in Hangyeong-myeon

기존 사업성 분석에서는 총 프로젝트 기간을 30년으로 가정하였으며 초기 투자는 4년안에 모두 이루어진다고 가정하였다. 다른 경제성 분석 인자들을 Table 4.8과 같이 가정하였다. 비교를 위하여 이러한 가정들은 본 연구에서 개발한 시스템에서 동일하게 사용하였다.

Table 4.8 Economic assumptions used in Hangyeong-myeon analysis

Parameters	Values
Project life (yrs)	22
Project start year	2013
Investment percentage in 2013 (%)	8.3
Investment percentage in 2014 (%)	91.7
Inflation (%)	2.5
Discount rate for NPV (%)	9

이러한 경제성 조건으로 인공신경망을 통해 구축한 프록시 모델은 Fig. 4.21과 같다. 그림에서 빨간색으로 표시한 지역이 제주시 한경면 내 분석지역이며 프록시 모델 상에서는 9%의 내부수익률을 갖는 것으로 분석되었다. 기존 사업성 검토에서는 해당 지역의 내부수익률은 9.49%로 도출되었으므로 프록시 모델 상의 내부수익률과 그 차이가 크지 않음을 확인할 수 있다. 이를 통해 제주지역에 대해서도 본 연구에서의 프록시 모델을 사용하면 효과적으로 유망한 지역을 사전에 선별 할 수 있음을 검증하였다.

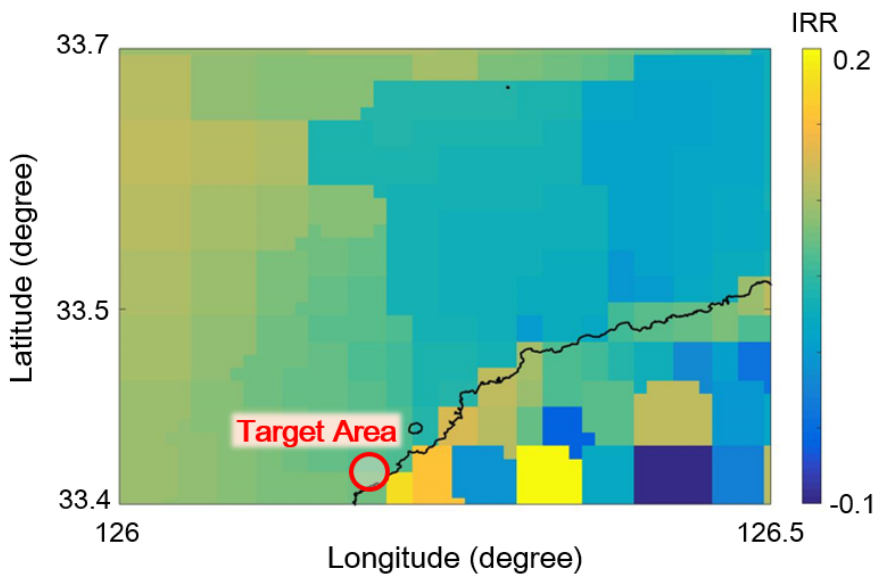


Fig. 4.21 Proxy model result in Hangyeong-myeon analysis

다음으로 제안 시스템을 사용하여 분석지역에 대해 구체적인 최적 풍력발전사업 모델과 그때의 경제성을 도출하여 실제 사업성 검토 세부결과와 비교하였다. 먼저, 풍력발전사업 모델부터 비교하면 개발된 시스템 내에서는 최적의 풍력발전사업 규모는 100MW급으로 도출 되었다. 이는 기존 사업성 분석결과와 일치함을 확인 할 수 있다.

개발된 시스템의 풍력터빈기종 최적화 결과와 기존 사업성 검토에서 선정한 풍력터빈 기종을 비교하였다. 기존 사업성 검토에서는 해당지역에서의 풍력터빈기종을 Vestas사의 V90기종으로 선정하였다. 제안된 시스템에서는 총 세 종류의 풍력터빈에 대하여 분석을 수행하여 최적의 풍력터빈기종을 결정하였다. 고려한 풍력터빈 기종들은 Vestas 사의 V90, Siemens 사의 SWT-3.2, 두산의 WinD3000이다.

개발된 시스템의 분석결과 각각의 모델을 사용하였을 때의 풍력발전사업의 순현재가치는 Table 4.9로 도출되었다. 두산의 WinD3000 TC2 모델이 가장 낮은 경제성을 보였으며 본 풍력발전사업에서의 최적 풍력터빈기종은 Siemens 사의 SWT-3.2으로 분석되었다. 이를 통해 기존 사업성 검토에서 선정된 Vestas 모델보다는 Siemens사의 SWT-3.2 모델이 더 경제적임을 알 수 있었고, 기존 사업성 검토 결과에 대한 개선 또한 가능할 것으로 분석된다.

Table 4.9 Optimized NPVs with different wind turbines
in Hangyeong-myeon analysis

Turbine names	NPVs (MM₩)
Doosan WinDS3000 TC2	-20,716
Siemens SWT 3.2	21,902
Vestas V90 3.0	16,632

이러한 두 사업모델의 비교결과를 요약하면 Table 4.10과 같다. 송전망 구축의 경우에는 기존 사업성 분석 결과에서 개발된 시스템으로 분석한 결과 모두에서 154kV 변전소를 풍력발전소 인근에 신설하는 것으로 도출되었다. 개발된 시스템으로 최적화된 최종 풍력발전사업 모델과 기존 사업성 분석 결과에서 도출된 풍력발전사업 모델은 풍력터빈기종을 제외하면 거의 유사함을 알 수 있다.

순현재가치의 경우 제안된 시스템이 104억 가량 높았으며 내부수익률은 0.17% 더 높았다. 전남 신안군 지역과 마찬가지로 유의한 오차 범위 내에서 개발된 시스템으로 도출된 경제성 인자 값이 실제 사업성 평가 결과로 도출된 인자와 유사함을 확인할 수 있다. 순현금흐름, CAPEX, OPEX, 편익흐름에서의 오차는 기존 사업성 분석과 개발된 시스템에서 사용하는 비용인자 값, 발전량 예측에 사용한 기상자료, 선정한 풍력터빈 기종 등이 서로 달라 발생하는 것으로 분석된다. 하지만, 전반적으로 보았을 때 개발된 시스템으로 도출된 경제성 분석 결과는 실제 사업성 검토의 결과와

유사한 결과를 보이는 것을 확인 할 수 있었다.

Fig. 4.22는 순현금흐름을 비교한 결과를 나타낸다. 개발된 시스템의 결과와 기존 사업성 평가 결과가 비슷한 순현금흐름을 갖는 것을 확인 할 수 있다. 순현금흐름에서의 평균오차는 6.3%정도이다. Fig. 4.23 ~ Fig. 4.25은 두 결과의 연간 CAPEX, OPEX, 편익 흐름을 비교하여 나타낸다.

Table 4.10 Results of the proposed optimization system and previous business analysis in Hangyeong-myeon analysis

Parameters	Previous analysis	Proposed business model
Capacity (MW)	100MW	100MW
Wind turbines	Vestas V112	Siemens SWT-3.2
Wind turbine numbers	33	31
Substation	Construct 154kV 4bank	Construct 154kV 4bank
NPV (MM₩)	11,490	21,902
IRR (%)	9.49	9.66
CAPEX (MM₩)	402,200	422,091
OPEX (MM₩)	352,916	320,037
Revenue (MM₩)	940,083	908,273

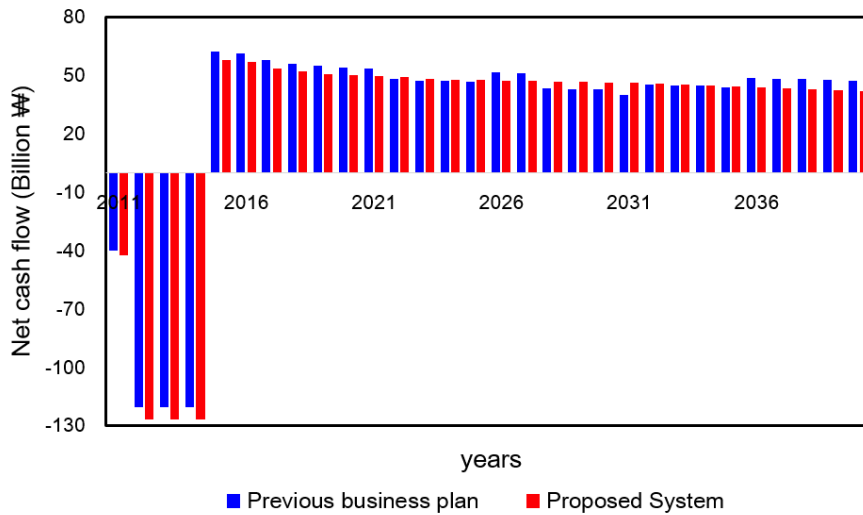


Fig. 4.22 Net cash flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Hangyeong-myeon analysis

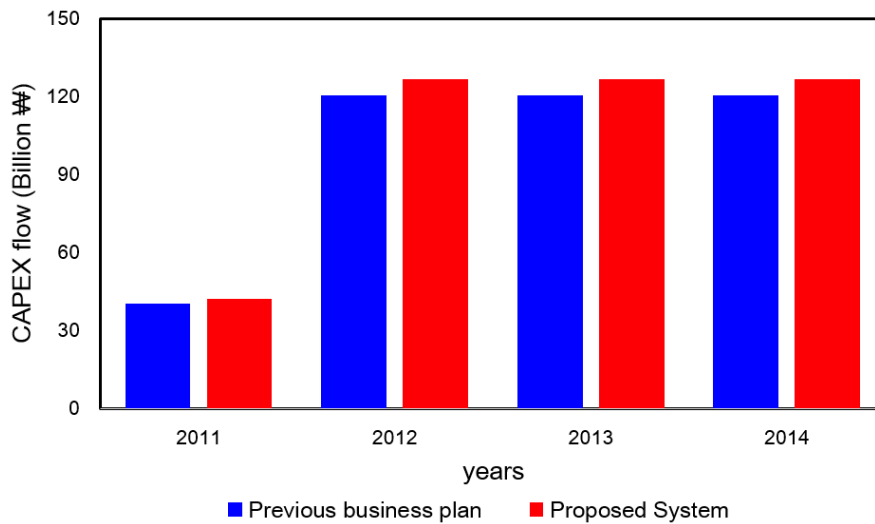


Fig. 4.23 CAPEX flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Hangyeong-myeon analysis

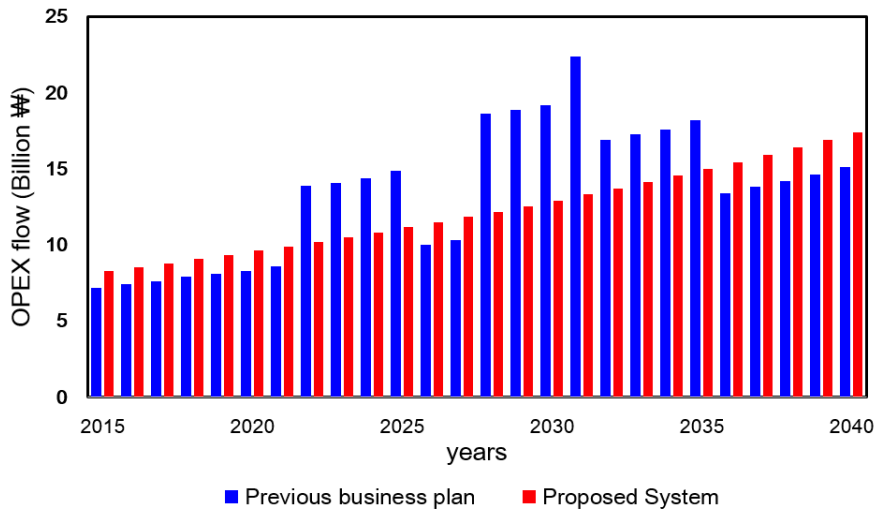


Fig. 4.24 OPEX flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Hangeong-myeon analysis

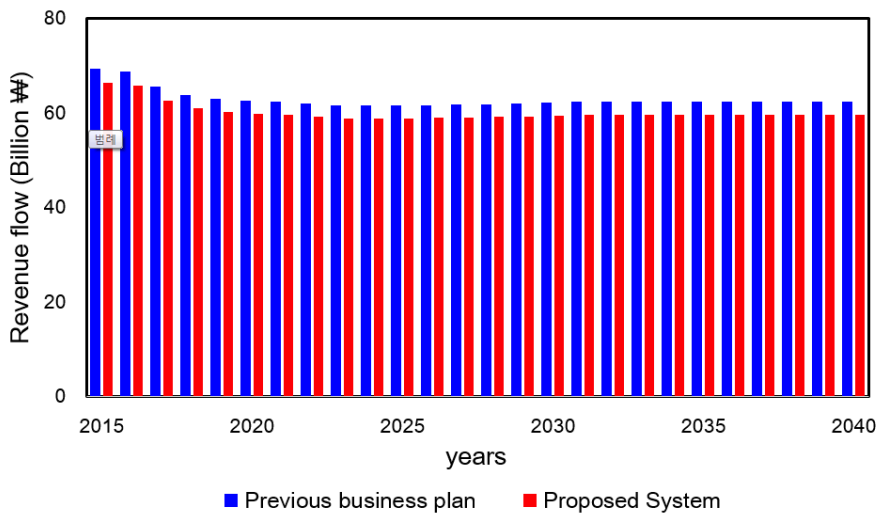


Fig. 4.25 Revenue flow results of the proposed optimization system and previous business analysis in Hangeong-myeon analysis

결과들을 통해 본 연구에서 개발한 시스템은 기존의 사업성 분석 결과와 비교하였을 때 유사한 경제성 분석 결과를 줄 정도로 높은 신뢰성을 가짐을 알 수 있었다. 또한, 신안군 해안지역에서와 마찬가지로 개발된 프로그램을 통해서 기존 사업성 검토에서는 분석하지 않았던 최적 풍력터빈기종까지 제안할 수 있음을 확인하였다.

4.2 풍력발전 통합최적화

4.2.1 소규모(100MW급) 발전 최적설계

기존의 사업계획이 수립된 지역에 뿐만 아니라 인공신경망기반 구축된 프록시 모델 상에서 유망한 지역으로 선별된 지역들에서 최적화를 수행하여 프록시 모델을 검증하고 해당 유망지역들에서의 최적사업계획을 제안하고자 하였다. 분석지역은 전남 해상과 제주 육상에서 프록시 모델상에서 유망한 지역으로 분석된 한 지역씩을 선택하였다. 먼저, 전남 해상의 유망지역 위치는 Fig 4.26와 같으며 위도 34.6도 경도 125.8도의 우이도 인근 해상이다.



Fig. 4.26 Analyzed promising area in Jeonnam region

프록시 모델 상에서 분석지역의 위치는 Fig. 4.27과 같으며 14%정도의 높은 내부수익률을 갖는 유망지역으로 예측되었다.

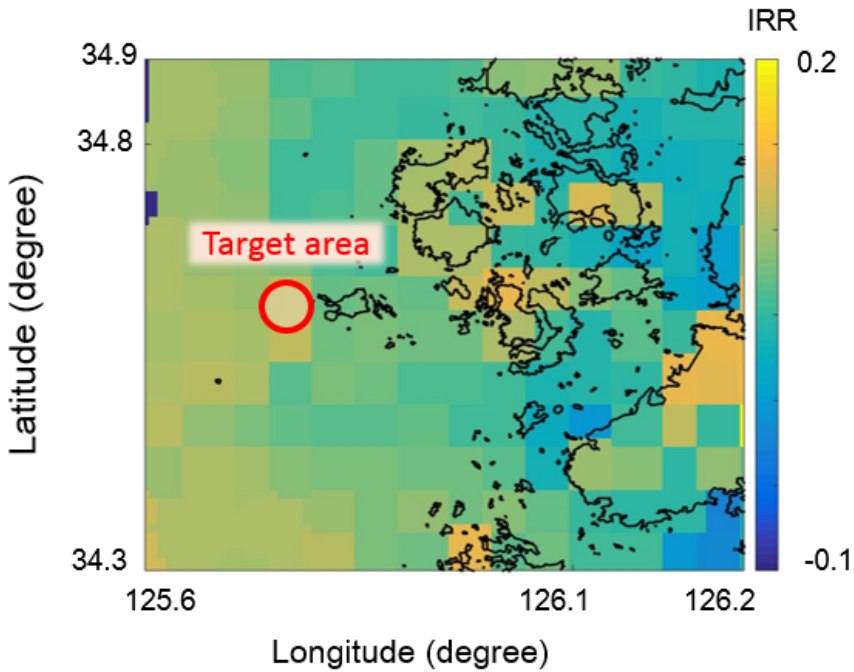


Fig. 4.27 Proxy model result of promising area in Jeonnam region

해당지역에서 구체적인 최적화를 수행한 결과 최적 사업계획과 경제성은 Table 4.11과 같이 분석되었다. 도출된 최적 경제성 결과에서 볼 수 있듯이 해당 지역은 프록시 모델에서와 마찬가지로 내부수익률 13.5%의 경제성이 높은 유망지역임을 알 수 있었다. 이를 통해 본 연구에서 제안한 프록시 모델이 효과적으로 유망지역을 선별한 다는 것을 확인할 수 있었다.

Table 4.11 Proposed business model of the promising area in Jeonnam

Parameters	Proposed business model
Capacity	100MW
Wind turbines	Siemens SWT-3.2
Wind turbine numbers	31
Substation	Construct 154kV 4bank
NPV (MM₩)	119,792
IRR (%)	13.5

다음으로 제주 육상에서의 유망지역에서 최적화를 수행하였다. 구체적인 위치는 Fig. 4.28과 같으며 위도 34.9도 경도 126.08도 인근의 육상지역이다.



Fig. 4.28 Analyzed promising area in Jeju

프록시 모델 상에서 분석지역 위치는 Fig. 4.29와 같으며 20%에 가까운 높은 내부수익률을 갖는 유망지역으로 예측되었다.

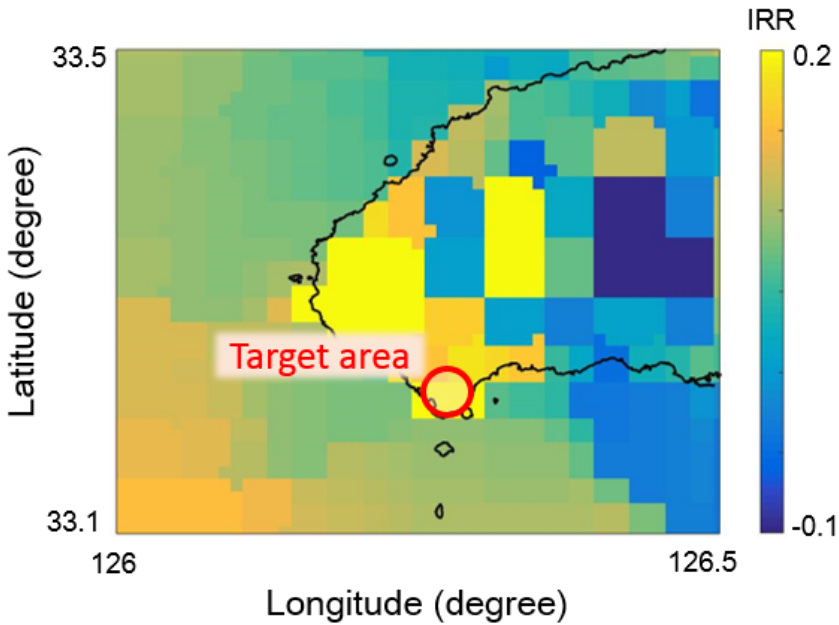


Fig. 4.29 Proxy model result of promising area in Jeju

해당지역에서 구체적인 최적화를 수행한 결과 최적 사업계획과 경제성은 Table 4.12와 같이 분석되었다. 도출된 최적 경제성 결과에서 볼 수 있듯이 해당 지역은 프록시 모델에서와 마찬가지로 내부수익률 16.05%의 경제성이 높은 유망지역임을 알 수 있었다. 이를 통해 본 연구에서 제안한 프록시 모델이 효과적으로 유망지역을 선별한 다는 것을 확인할 수 있었다. 이러한 유망지역 선별과 최적 사업계획 결과들은 향후 전라남도과 제주 지역에서

풍력발전단지 개발계획 수립을 하는데 있어 유의미한 가이드라인으로서 사용될 수 있을 것으로 전망된다.

Table 4.12 Proposed business model of the promising area in Jeju

Parameters	Proposed business model
Capacity	100MW
Wind turbines	V112-3.0
Wind turbine numbers	33
Substation	Construct 154kV 4banks
NPV (MM₩)	150,241
IRR (%)	16.05

4.2.2 대규모(400MW급) 발전 최적설계

앞의 4.1~4.4절의 적용결과들에서는 시스템을 모두 100MW급 풍력발전단지로 제한하여 적용하였다. 이는 현재 추진되고 있는 대부분의 국내 풍력발전 실증단지 규모가 100MW급 이하이기 때문이다. 하지만, 최근 전라남도 서남해 등을 중심으로 100MW급 이상의 풍력발전단지 설치 등이 논의되고 있다. 따라서 본 연구에서 개발한 시스템의 확장성을 검증하기 위하여 전남 해상에서 400MW급 풍력발전단지로 제한하여 본 시스템을 적용하고 그 때의 경제성과 최적 사업계획 등을 확인하고자 하였다.

적용지역은 구축된 프록시 모델 상에서 높은 경제성을 보이는 지역 중에 하나로 위도 125.88도 경도 34.37도의 진도군 인근 해상이다. 위성 상의 세부위치는 Fig. 4.30과 같으며 프록시 모델 상에서의 위치는 Fig. 4.31과 같다.



Fig. 4.30 Analyzed area for 400MW wind farm

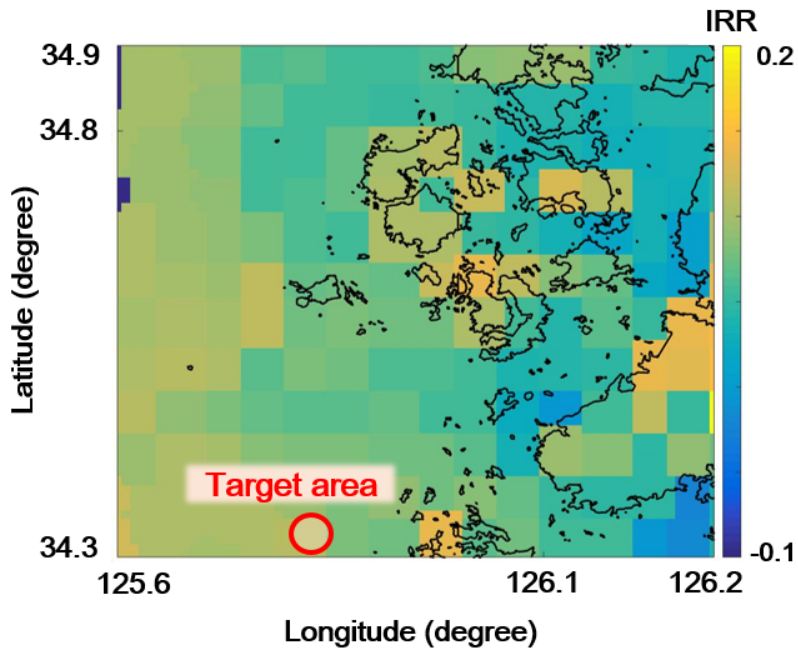


Fig. 4.31 Proxy model for 400MW wind farm

해당지역에서 최적화를 수행한 결과 400MW급 풍력발전단지의 최적 사업계획과 경제성은 Table 4.13과 같이 분석되었으며, 그때의 경제성은 Table 4.22과 같았다. 내부수익률 12.2%정도로 꽤 높은 수준의 경제성을 가지고 있음을 알 수 있었다.

Table 4.13 Proposed business model of 400MW wind farm

Parameters	Proposed business model
Capacity (MW)	400
Wind turbines	Siemens SWT-3.2
Wind turbine numbers	125
Substation	Construct 154kV 4bank
NPV (MM₩)	341,636
IRR (%)	12.24

이러한 결과를 통해 현재 논의되고 있는 전남 해상지역에서의 100MW급 이상의 대규모 풍력발전단지 설치 사업의 경제성을 예측할 수 있다. 또한, 본 연구에서 제안한 시스템이 100MW급 이상의 풍력발전단지에도 확장 가능하다는 것 역시 알 수 있다.

5. 결론

이 연구는 인공지능망 기반의 풍력발전 통합 최적화 모델을 개발하였다. 과학적으로 유망입지를 선정하고 풍력자원을 체계적으로 활용하기 위해 풍력단지 설계 영향인자를 정량적으로 분석한 후 다양한 경제성 평가인자를 통합하였다. 개발 시스템을 활용한 연구 결론은 다음과 같다.

1. 풍력발전 유망지역을 선별하고 최적으로 맞춤설계할 수 있는 인공지능망 기반의 풍력발전 통합시스템을 개발하였다. 풍력 자원화의 영향인자인 바람의 벡터적 특성, 계통연계, 지리적 특성, 경제성 인자를 인공지능망으로 병합하고 인공지능망학습을 통해 자원분포도를 구축하였다. 분포도에 근거하여 수익성을 최대화할 수 있는 단지규모, 계통연계방안, 풍력터빈을 최적화하였다.
2. 내부 수익률에 대한 풍력사업 최적화 인자들의 민감도 분석결과, 육상과 해상풍력은 풍속, 변전소까지의 거리, 계통연계가 공통적인 주요인자로 평가되었다. 육상은 고도, 해상은 수심이 주요인자에 포함된다. 평균 풍속과 고도는 내부 수익율과 양의 상관관계를 가지지만 수심과 변전소까지의 거리는 음의 상관관계를 가지는 것으로

평가되었다.

3. 개발한 통합 최적화시스템은 사업타당성 평가가 완료된 100MW급 육상풍력 발전단지를 대상으로 검증하였다. 검증 대상의 설계와 비교하여 단지규모, 계통연계방안은 동일하게 제시하였으며 경제성 평가결과인 내부 수익율과 순현재가치는 오차범위 4%이내로 매우 유사하게 예측하였다. 기존 설계에 비해 높은 효율의 풍력터빈을 제시하고 그에 부합하는 최적화를 실시함으로써 풍력단지 구성인자에 적합한 사업구조 구성이 가능함을 증명하였다.
4. 육상과 해상풍력의 사례분석을 통해, 내부 수익율을 최대화할 수 있는 풍력단지 최적 설계를 수행하였다. 사업 초기단계인 40MW급 전남 자은도 육상풍력은 100MW급으로 단지를 확대하고 계통연계, 풍력터빈 등을 최적화한다면 약 1.5%의 내부 수익율 향상이 기대된다. 제주 한경면 100MW급 해상풍력의 경우, 단지규모는 적정하나 풍력터빈의 종류와 설치개수를 개선할 필요가 있다.

5. 풍력단지의 규모에 따라 유망지역을 선정하고 최적화 사업모델을 제시함으로써 개발시스템의 현장 적용성을 확보하였다. 소규모 100MW급 풍력발전 단지는 전남해상과 제주 육상이 유망하고 각각 13.5%, 16.1%의 높은 수익율을 기대할 수 있는 최적 사업모델을 개발하였다. 대규모 400MW급에서는 전남 해상에서 12.2%의 수익율을 예상할 수 있다.

이 연구에서 개발한 인공신경망 기반의 통합 최적화 시스템은 현재 운영 중이거나 계획 중인 풍력사업의 개선할 수 있을 뿐만 아니라 GW급 풍력발전 최적화 모델로 확장이 가능하며, 향후 우리나라 풍력자원을 체계화하는 주요한 도구로 활용할 수 있다.

참고문헌

강금석, 이준신, 김지영, 유무성. 2011. 국내 개발조건을 반영한 해상풍력단지의 경제성 분석. *풍력에너지저널* 2 (1): 37-43.

김대현, 김일환. 2010. 제주 금악지구의 풍속 특성 분석. *풍력에너지저널* 1 (2): 5-9.

김미영, 김거화, 김만웅. 2011. 해상변전소 동향 분석. *풍력에너지저널* 2 (2): 24-29.

김현구, 이화운, 이순환. 2011. 한반도 풍력자원지도 및 해상단지 적합성 평가체계 개발. *풍력에너지저널* 2 (2): 17-23.

박병목, 이준신, 박준영, 오기영, 윤석호. 2011. 미국의 풍력발전 프로젝트 파이낸싱 사례소개. *풍력에너지저널* 2 (1): 21-36.

박웅식, 유능수, 김진한, 김관수, 민덕호, 이상우, 백인수, 김현구. 2015. 다중 배제분석을 이용한 강원도 내 풍력발전단지 유망후보지 선정, *한국태양에너지학회* 35 (2): 1-10.

산업통상자원부. 2014. 제2차 에너지기본계획.
http://www.motie.go.kr/motie/py/td/energeitem/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=104479&bbs_cd_n=37

안성인. 2017. 심층 오토인코더를 결합한 신경망 기법의 채널저류층 특성화 연구. *공학석사학위논문*, 서울대학교.

오기용, 김지영, 이재경, 유무성, 이준신. 2011. 실증단지 후보지 바람자원 분석 및 적합기기 평가. *풍력에너지저널* **2** (1): 15–20.

에너지경제연구원. 2016. 에너지통계연보.
<http://www.keei.re.kr/keei/>

천사풍력프로젝트 사업타당성 검토보고서. 2014. *KPMG*.

Beaucage, P., Brower, M. C., and Tensen, J. 2014. Evaluation of four numerical wind flow models for wind resource mapping. *Wind Energy* **17** (2): 197–208.

Chowdhury, S., Zhang, J., Messac, A., and Castillo, L. 2012. Unrestricted wind farm layout optimization (UWFLO): Investigating key factors influencing the maximum power generation. *Renewable Energy* **38** (1): 16–30.

Chowdhury, S., Zhang, J., Messac, A., and Castillo, L. 2013. Optimizing the arrangement and the selection of turbines for wind farms subject to varying wind conditions. *Renewable Energy* **52** (): 273–282.

Emami A., and Noghereh P. 2010. New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms. *Renewable Energy* **35** (7): 1559–1564.

Fetanat A., and Khorasaninejad. E. 2015. A novel hybrid MCDM approach for offshore wind farm site selection: A case study of Iran. *Ocean & Coastal Management* **109** (1): 17–28

Gorsevski, P.V., Cathcart, S.C., Mirzaei, G., Jamali, M.M., Ye, X., and Gomezdelcampo, E. 2013. A group-based spatial decision support system for wind farm site selection in Northwest Ohio. *Energy Policy* **55** (1): 374–385.

Haaren R.V., and Fthenakis V. 2011. GIS-based wind farm site selection using spatial multi-criteria analysis (SMCA): Evaluating the case for New York State. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **15** (1): 3332–3340.

Hur, D. 2012. Economic Considerations Underlying the Adoption of HVDC and HVAC for the Connection of an Offshore Wind Farm in Korea. *Journal of Electrical Engineering & Technology* **7** (2): 157–162.

Latinopoulos, D., and Kechgia K. 2015. A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection: A regional scale application in Greece. *Renewable Energy* **78** (1): 550–560

Lackner, M. A., and Elkinton C. N. 2007. An Analytical Framework for Offshore Wind Farm Layout Optimization. *Wind Engineering* **31** (1): 17–31.

Mortensen, N.G. 2016. Wind resource assessment using the WAsP software (DTU Wind Energy E-0135). *Technical University of Denmark*.

Mosetti, G., Poloni, C., and Diviacco, B. 1994. Optimization of Wind Turbine Positioning in Large Windfarms by Means of a Genetic Algorithm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* **51** (1): 105–116.

Meyers J., and Meneveau, C. 2012. Optimal turbine spacing in fully developed wind farm boundary layers. *Wind Energy* **15** (1): 305–317.

Szurek, M., Blachowski, J., and Nowacka, A. 2014. GIS-based method for wind farm location multi-criteria analysis. *Mining Science* **21** (1): 65–81.

부록 A. 인공지능망 기반 프록시 모델 분석

프록시 모델의 신뢰도는 개발한 시스템에서 효율적으로 유망지역을 선별하는데 중요한 영향을 미친다. 제주 지역의 인공지능망 기반 프록시 모델을 분석하여 수록한다. 먼저, 제주 지역 프록시 모델의 예시는 Fig.A.1과 같다.

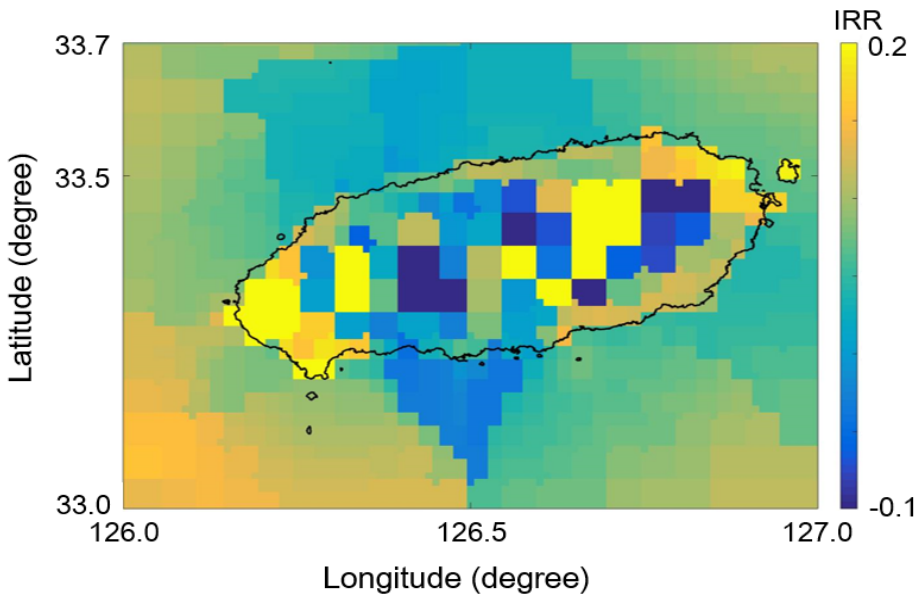


Fig. A.1 Proxy model example in Jeju island

해양 지역의 경우 제주 남부와 북쪽의 경제성이 낮음을 확인하였다. 원인은 해당지역의 풍력에너지 즉, 평균적인 풍속이 낮기 때문으로 분석된다. 이는 Fig.A.2의 풍력에너지밀도 분포 지도를 통해 확인 할 수 있다.

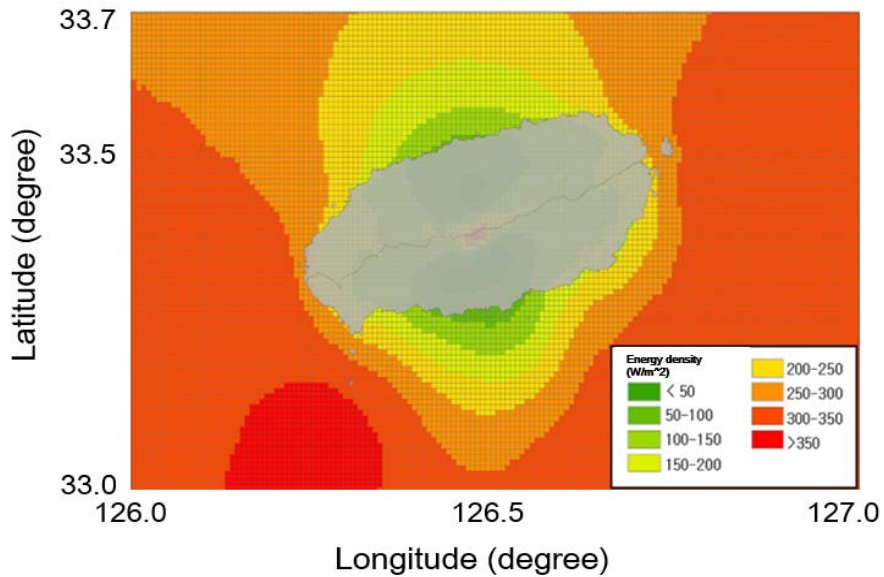


Fig. A.2 Wind energy density map in Jeju island

프록시 모델의 육상지역에서는 몇몇 지역에서는 인접지역임에도 불구하고 Fig.A.3의 A지역과 B지역과 같이 경제성 차이가 크게 나타나는 것으로 확인되었다. 이러한 차이 분석을 위해 A지역과 B지역의 주요 인자들을 비교하였으며 이는 Table A.1과 같다.

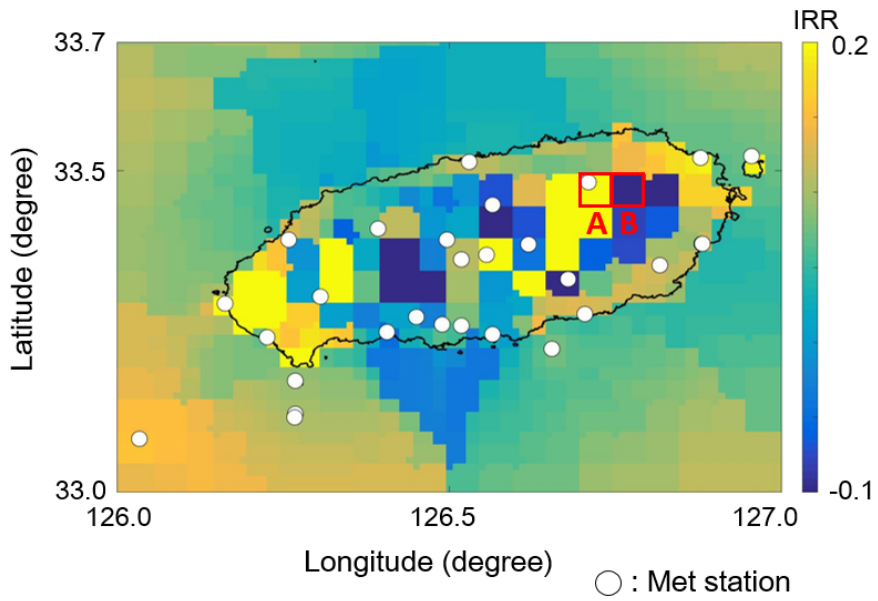


Fig. A.3 Proxy model example in and met station location in Jeju island

Table A.1 Comparison of major parameters in A and B

Parameters	A	B
Average wind speed	4.22m/s	3.02m/s
Main wind speed	6.67m/s	4.15m/s
Altitude	313m	200m
Substation distance	2.3km	8km
AEP	9.271GWh	6.592GWh
IRR	15.4%	6.5%

A지역과 B지역은 인접격자임에도 불구하고 실제로는 수km 이상 떨어져있으며 Table A.1과 같이 풍속, 고도, 인접 변전소와의 거리, 연간발전량에 있어서 큰 차이가 나는 것을 확인할 수 있다. 이에 따라 개발된 시스템을 통해 내부수익률 역시 큰 차이가 나는 것으로 계산되었다. 하지만, 실제 차이보다 프록시 모델에서의 내부수익률 차이가 더 큰 것을 확인 할 수 있는데 이는 Fig. A.3과 같이 해당 지역들의 기상탑이 거의 설치되어 있지 않아 오차가 큰 것으로 분석된다.

부록 B. 개발된 시스템 결과와 기존 사업성 분석 결과와의 오차 분석

본 연구에서는 전라남도 신안군 해안지역과 제주도 한경면 지역에 대해 기존의 사업보고서 결과와 개발된 시스템으로 도출된 결과를 비교하였다. 두 지역에서 도출된 경제성 인자들의 오차를 분석하여 수록한다.

전라남도 신안군 해안지역에서 개발된 시스템 결과와 기존 사업계획서를 비교한 결과, CAPEX, OPEX, 수익에서의 오차는 Fig. B.1과 같았다. 수익과 CAPEX에서의 오차는 4~6%정도로 비교적 크며 OPEX에서의 오차는 비교적 작음을 확인 할 수 있다.

상세한 현금흐름표 및 비용산정방식 비교를 통해 CAPEX 및 수익에서의 오차 원인을 Table B.1과 같이 분석하였다. 그 결과 CAPEX의 경우는 풍력 터빈가격에서의 차이에 의해 대부분의 오차가 발생됨을 확인하였다. 수익의 경우에는 AEP의 차이에 의해 오차가 발생함을 알 수 있다. 이러한 AEP 차이는 서로 다른 풍력터빈기종과 기상자료를 사용함으로써 발생한다.

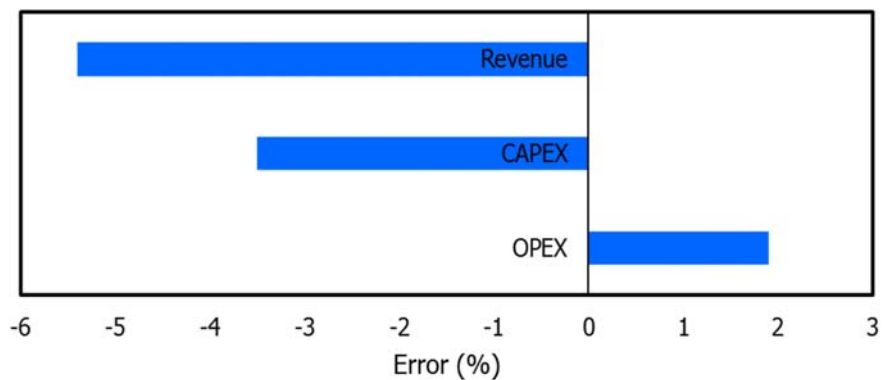


Fig. B.1 Error in economic parameters between previous business plan and developed optimization system in Sinan-gun

Table B.1 Difference in major parameters between previous business plan and developed optimization system in Sinan-gun

Values	Previous analysis	Proposed optimization system
Wind turbine cost (MM W , total)	160,116	160,116
AEP (GWh)	274	258

전라남도 한경면 해안지역에서 개발된 시스템 결과와 기존 사업계획서를 비교한 결과 CAPEX, OPEX, 수익에서의 오차는 Fig. B.2와 같았다. CAPEX, OPEX, 수익에서 모두 4%이상의 오차가 발생됨을 확인 할 수 있다.

개발된 시스템과 기존 사업보고서의 세부비용 및 수익항목 비교를 통해 오차 원인을 는 Table B.2와 같이 분석하였다. 그 결과 CAPEX는 해상기초구조물 비용 차이에 의해 대부분의 오차가 발생됨을 확인하였다. 수익은 AEP의 차이에 의해 오차가 발생하였다. AEP 차이는 서로 다른 풍력터빈기종과 기상자료를 사용함으로써 발생한다. OPEX에서 오차는 산정방식의 차이에 의한 오차로 분석된다. 개발한 시스템에서는 long term service agreement(LTSA)를 통해 매년 유지보수 비용이 발생하는 것으로 산정한데 반해 기존 사업보고서에서는 5년 혹은 10년 주기로 장비교체 시에 비용이 발생하는 것으로 계산하였다.

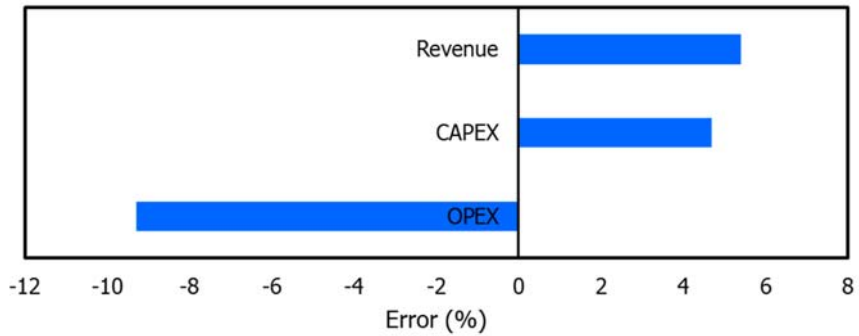


Fig. B.2 Error in economic parameters between previous business plan and developed optimization system in Hangeon-myun region

Table B.2 Difference in major parameters between previous business plan and developed optimization system in Hangeon-myun region

Values	Previous analysis	Proposed optimization system
Maintenance cost	Periodic cost (5,10years)	Annual LTSA contract
AEP (GWh)	295	281
Jacket cost	1,705	510

ABSTRACT

This study developed an optimization model for a wind farm development by integrating Artificial Neural Network(ANN) with the vectorised wind parameters, grid connections, geographical characteristics and economic factors. The development of Korea's wind farm has been in the stage of a small pilot scale operation in spite of the Korea governmental boost plans.

The distribution map of wind resources in Korea were generated by ANN and the model integrated with ANN optimized the farm scale, the grid connection scheme, and the types of wind turbines, resulting in maximizing an economic efficiency. In estimating quantitatively influencing factors of the wind farm, the sensitivity analysis was employed to onshore and offshore case respectively

The verification of the integrated optimization system was examined with a 100MW class onshore wind farm under construction in Sinan-gun, Jeonnam. It showed that the scale of wind farm and grid connection were in line with the previous results, and the difference was within the range of 4% in IRR and NPV.

The optimization design were carried out for 40MW onshore wind farm at Jaeun-do, Jeonnam and 100MW offshore wind farm at Hangyeong, Jeju.

IRR would be improved up to 1.5% when the scale of wind farm changed 40 MW to 100MW. For 100MW case, the economic efficiency could be improved when the type and number of wind turbines were changed with other factors remained the same.

The prospective locations were chosen for 100MW case and 400MW case from the distribution map respectively. It was estimated for 100MW that IRR of 13.5% was for Jeonnam and 16.1% for Jeju. In other hand, IRR of 12.2% was projected for 400MW.

The model developed in the study can be used as a main tool for systematizing wind resource in Korea in the future.

Keywords: Optimization of wind farm, artificial neural network, prospective location, resource distribution, integrated system.

Student number: 2014-30191